



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EFFECTOS DE LA MOJABILIDAD EN
PROCESOS DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA**

**TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:
MEDINA AVILA BRENDA ANGELICA**

**DIRECTOR DE TESIS:
M. I. TOMÁS EDUARDO PERÉZ GARCÍA**



MÉXICO, D. F. 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



AGRADECIMIENTOS

A Dios

Dios

Gracias, primero por la vida y por las grandes oportunidades como la de estar aquí presente, por haberme bendecido con esta gran familia a la que pertenezco y por haber conocido a todas estas personas que hoy les agradezco. Gracias

A la Universidad

Mi Alma Mater

A mi Máxima Casa de estudios, gracias por todas las enseñanzas, por formar mejores profesionistas día con día, por tu maravilloso campus cuna de grandes sueños y logros de tantas personas que como yo han logrado su gran sueño, orgullosa de ser universitaria, estoy profundamente agradecida por la mejor parte de mi vida. Gracias UNAM.

A mi abuelito

Martin Guillen Álvarez (Q.E.D.)

Abuelito, donde quiera que este, sabe que este logro también es suyo, que a pesar de su ausencia sabe que siempre está en mi corazón, le agradezco por todo el apoyo que me brindo y no solo a mí, sino a mis papás y hermanos, gracias a ello somos una gran familia y sé que usted está orgulloso de nosotros. Gracias Abue, Lo Quiero mucho

A mi abuelita

María del Carmen Ávila Ramírez

Abuelita, gracias por el cariño y el apoyo, gracias porque a pesar de su gran carácter, siempre me demostró su cariño y comprensión, hemos estado juntas en todos los momentos y en este día no es la excepción, Gracias Abu, La Quiero mucho



A mi Papá

Remigio Medina Rodríguez

Papá, se que tú lo sabes pero te lo tengo que decir, eres un gran hombre, el mejor papá del mundo y mi gran héroe, todo lo que somos mis hermanos y yo te lo debemos a ti, gracias por el esfuerzo, los sacrificios, las grandes luchas en las que siempre salías vencedor, y lo mejor, enseñarme que todo sale mejor con esfuerzo, dedicación y sobre todo con humildad, y que siempre hay que luchar por lo que queremos pero siempre hasta conseguirlo, eres mi gran ejemplo de vida, Dios y la vida me dieron al mejor papá, gracias por darme la vida, por luchar para estar con vida y por luchar conmigo hasta este momento, este logro es por ti y para ti. Gracias Dadito, Te amo

A mi mamá

Bertha Ávila

Mamá, gracias por todo el apoyo para poder lograr mis sueños uno a uno, por el cariño, por los sacrificios, por los esfuerzos, los consejos y sobre todo por la paciencia, la mucha paciencia a lo largo de todos estos años. Gracias por hacerme quien soy, porque sin ti no sería lo mismo. Eres una gran mujer y la mejor mamá que nos pudo tocar a mis hermanos y a mí, se que estas orgullosa de nosotros y nosotros de ti, también te doy gracias por apoyarme y aconsejarme en todas mis locuras no sabría que hacer sin ti, porque no solo eres mi mamá, eres mi hermana y mi mejor amiga. Gracias Dadita, Te amo

A mis hermanos

José Gerardo Medina Ávila

Hermano, gracias por el apoyo, los regañones, los consejos, el gran ejemplo que a Fabián y a mí nos diste, y lo mejor gracias por ser mi hermano mayor, créeme no me pudo tocar un mejor hermano mayor que tu, gracias a tu ejemplo soy lo que soy, gracias a ti se que todo se consigue a base de grandes esfuerzos y sacrificios, sé que no hay mejor lucha que la que se hace y se gana y que todo es mejor cuando se trabaja para ello, que nada es gratis y que se disfruta mejor cuando te cuesta, me has enseñado tantas cosas sin decírmelas y este logro es parte de ti, Gracias Tiburonsin, Te quiero muchísimo



Fabián Enrique Medina Ávila

Hermano, gracias por el apoyo, los consejos por el gran ejemplo, Gerardo y tu son mis gran ejemplo a seguir, gracias por ser el mejor hermano del mundo, gracias por el cariño, la paciencia, gracias a ti tuve una gran y feliz infancia, gracias por ser mi comadrita, gracias por ser mi amigo, gracias por el amor, lo mejor que he aprendido de ti es que a pesar que la vida misma te ponga obstáculos hay que vencerlos siempre luchar por lo que uno más quiere pero siempre hasta conseguirlo, que dando lo mejor de uno, siempre encontramos el reconocimiento, que a pesar de nuestras carencias, nuestras virtudes son las que nos sacan a flote, que aferrándonos a nuestros sueños siempre los conseguimos, este logro no solo es mío si no tuyo también hermanito, Gracias Pollito, Te quiero muchísimo

A mi cuñada y sobrino

Nelly Noriega

Cuñada, gracias por llegar a la vida de mi hermano eres una gran mujer, gracias por tu cariño y consejos que me has dado y sobre todo por mi sobrinito, creo que no tuvimos una vida tan distinta y como me lo dijiste: que a pesar de las carencias y adversidades que uno tiene de pequeño siempre se tiene que luchar por lograr ser mejor de grande , y aparte de mis hermanos tu también has sido un gran ejemplo y ahora no solo eres parte de esta gran familia si no eres parte de este gran logro, Gracias Nelly, Te quiero muchísimo

Lander Enrique Medina Noriega

Sobrino, mi bebe, se que aun eres muy pequeño pero cuando puedas leer esto entenderás porque te lo agradezco, tu tan pequeñito, viniste no solo a darle luz a la vida de tus papas si no a toda tu familia, en especial a la mía, tu eres una gran motivación para lograr grandes sueños y gracias a ti logre el mío, tú con tus sonrisas, tus caritas, tu inocencia motivas a salir adelante, se que nos vemos muy poco pero esas pocas veces siempre inyectas felicidad a mi vida, con ello salgo siempre adelante, Gracias Parkita, Te quiero muchísimo.



Al gran amor de mi vida

Ricardo Rodríguez Rodríguez

Ricardo, gracias por llegar a mi vida y enseñarme tantas cosas, tu al igual que mis hermanos fuiste y eres un gran ejemplo, gracias por el apoyo, los consejos, por la paciencia la mucha paciencia, el tiempo, las charlas, el respeto, por todo el amor que me das y que me haces sentir, por los momentos vividos y los perdidos, por que sin ellos no estaríamos hombro a hombro, estuviste a lo largo de este gran camino, toda la carrera y este largo proceso también, siempre has estado en los mejores y malos momento, siempre me has acompañado y nunca me has dejado sola, porque a pesar de la distancia siempre estabas ahí, los dos hemos crecido juntos como persona, hemos aprendido mucho, también hemos aprendido uno del otro, creo que hemos crecido juntos y a la par, tú me has enseñado tantas cosas, como que una mujer siempre puede lograr lo mismo o más que un hombre, sabes eso es lo que más admiro de ti el respeto con el que siempre nos hemos tratado, también me enseñaste que a pesar de todo siempre tengo que salir adelante, que a pesar de mis caídas siempre me tengo que levantar victoriosa, y que no importa el tiempo si no el esfuerzo y lo que al final logras, este gran logro es tuyo también, Gracias Gordo, Eres el Gran Amor de mi Vida. Te amo muchísimo demasiado.

A mis mejores amigos

Karnalitos

José Antonio(kore), Jonathan(pañal), Yesenia(chaka), Aarón (crash), Citrali(chacha), Álvaro(sopas), Allan, Alfredo(pollo), Marco Antonio(chicharrón), Priscila(Pris), Miguel(Vian), Oscar(totoya), Mauricio(chacho), Berenice(Bere), Betzabet(Betza), Juan(Bob), Javier(chaparro) gracias, si mis amigos del árbol con ustedes crecí, madure y aprendí muchas cosas, gracias a ustedes conocí el significado de la amistad, el verdadero significado, porque son más que mis amigos, son mis karnales, gracias por estar siempre en las buenas, en las malas, en mis alegrías en mis tristezas, por siempre estar ahí cuando más lo necesitaba y cuando no también, aunque sea para molestarme, los quiero como no tienen idea, bueno si la tienen, gracias por apoyarme y echarme porras, gracias por siempre estar ahí, también gracias por la diversión, por los ratos, tardes, noches, días enteros juntos, como olvidar el CCH oriente si lo tengo grabado en mi mente como si hubiera sido ayer gracias a ustedes, mi familia por qué es lo que somos una gran familia fueron mágicos esos 3 años de mi vida y el gran salto a la carrera, el apoyo que me brindaron durante esta y a este gran logro por eso y más, son parte de ello, gracias BANDA DEL ARBOL, Los Quiero Mucho.



A mi mejor amiga

Karla Beatriz Dávila García

Karla, gracias por tu amistad, por el apoyo, el cariño, por todo el tiempo de este gran camino en el que me has acompañado, si, desde la secundaria has estado conmigo a pesar de nuestra intermitencia pero siempre al pendiente una de la otra viendo como crecíamos, como madurábamos, gracias por acompañarme en todas nuestras locuras, por estar ahí en nuestros logros y caídas, por los grandes momentos y por los que no también, por enseñarme que una buena decisión y un gran sacrificio es constancia de un gran logro, eso lo aprendí cuando pequeño Emiliano llegó a tu vida y la lleno de luz y también a de los que lo rodean, gracias por hacerme parte de eso, gracias por todo este tiempo, Gracias por todo Nena, Te quiero mucho

A la Familia

Tanto a la familia de mi mamá como la de mi papá, gracias, ustedes me vieron crecer, caerme, levantarme, soñar, volar, a todos los que me aconsejaron, que me dieron ánimos, Muchas Gracias.

Familia Medina Guillen

A mis tíos Ramón y Sara, y mis primos Norma, Bárbara, Humberto, Eduardo, Ramón y Daniel, gracias, por que estuvieron ahí conmigo desde pequeña alegrando mi vida, escuchándome y apoyándome, gracias por todas las experiencias juntos, gracias porque mis mayores alegrías las he vivido con ustedes, han estado ahí desde pequeña alegrándome cada momento y lo mejor, ahora dándome ánimo y echándome porras para lograr este gran logro, Gracias, Los Quiero Mucho

Familia Guillen Ávila

A mi tía Pilar y mi primo Cristian, gracias por estar conmigo, a usted tía gracias por verme crecer, cuidarme, escucharme, aconsejarme y apoyarme gracias por enseñarme que uno tiene que luchar y luchar y no dejarlo de hacer por lo que uno más quiere hasta conseguirlo, también por enseñarme que a pesar de que nos puedan pasar cosas malas siempre tenemos que salir adelante y lo mejor con un motivante como Cristian, a él tan pequeñito que al llegar a la casa la lleno de luz y alegría a pesar de tanta tristeza, gracias a ti pequeño he aprendido tantas cosas como que algo tan pequeño puede llegar a ser algo tan grande, gracias por todo y por estar conmigo y más en este momento, Gracias por todo. Los Quiero Mucho

A mi tío Refugio, mi tía Oralia y mis primos Luis Alberto y Marco Antonio, gracias por estar conmigo, por verme crecer, cuidarme desde que nací, por escucharme, gracias por siempre ser tan sinceros, por el cariño y los consejos, gracias por siempre estar ahí en las buenas, en las malas, gracias por estar siempre con mi familia. Gracias por todo. Los Quiero mucho



Familia Valle Ávila

A mis tíos Javier y Nicolasa, y mis primos Ernesto, Nancy y Hugo gracias por estar ahí siempre incondicionalmente a pesar de algunas locuras siempre estaban al pendiente de mí, gracias por las aventuras y todo lo aprendido desde pequeños, por las alegrías, tristeza, caídas, levantadas y hasta empujones pero creo que crecimos y aprendimos muchas cosas juntos, gracias por las porras y los ánimos, Gracias por todo. Los Quiero

A mis amigos

Amigos Petroleros Universitarios

Xelha Vázquez, Pamela Díaz, Martha Sánchez, Tania Tovar, Susana Castaneda, Anabel, Gilberto Domínguez, Octavio Rodríguez, Eduardo Ruiz, Ismael Juárez, Aarón Flores, Alberto Lira, Gabriel Castro, Miguel Mendoza, José Vargas, Abraham, Héctor, Guillermo, Valeria Castañeda, Carlos Juárez, les agradezco a todos el compartir conmigo el logro de haber terminado esta maravillosa carrera, también el haber caminado conmigo o haber seguido mis pasos de cerca, cada uno de ustedes dejó algo importante en mi, gracias por ayudarme, alentarme a seguir, pero sobre todo por su cariño, amistad y claro por las convivencias de los viernes como olvidarlas.

En especial Muchas Gracias a Xelha por su apoyo incondicional, por hacerme una mejor persona, por todas sus enseñanzas y por darme la fuerza para llegar al final de este camino. Te quiero mucho.

Amigos Especiales

Flako, gracias, por el tiempo, por las charlas, los regaños, los consejos, el cariño y sobre todo por ser un gran amigo, sé que quizá no es un gran tiempo el que nos hemos conocido pero si es un gran camino el que hemos caminado juntos, gracias por escucharme en los buenos y malos momentos, gracias por las alegrías y por las tristezas, por toda la diversión, pero más gracias por tu compañía y tu cariño incondicional. Gracias Flako. Te Quiero Mucho

Luisa López y Adonis Cruz, les agradezco por habernos encontrado en esta vida, cuando más los necesitaba, cuando más necesitaba que alguien que no me conociera me apoyara, que alguien creyera en lo que soy y en lo que puedo hacer y ustedes estuvieron ahí, dándome ánimos y lo mejor su amistad y cariño, ustedes saben cómo los quiero y lo que significan en mi vida, gracias por estar conmigo y por creer en mí. Gracias por todo. Los Quiero Mucho

Félix Rojano, amigo politécnico, gracias primero que nada por ofrecerme tu amistad y tu apoyo en este proceso, por escucharme y siempre ayudarme, gracias por las convivencias, y gracias por creer en mí y en este trabajo. Con Mucho Cariño Gracias



A personas especiales

Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

Ingeniero, Muchísimas gracias por darme todo el apoyo para terminar esta etapa profesional, por darme las herramientas, el tiempo y la confianza, pero más aún le agradezco que me haya brindado su amistad y paciencia. Con mucho cariño, Gracias.

Dr. José Antonio González Guevara

Doctor, Muchísimas gracias por darme todo el apoyo, por darme las herramientas para concluir este trabajo, el tiempo y la confianza, y sobre todo la paciencia. Con cariño, Gracias.

C. P. Celestino Reyes Bautista

Contador, Muchísimas gracias por todo el apoyo, el tiempo y la confianza que me brindo desde que nos conocimos, es una gran persona y le agradezco también que me haya brindado su amistad y sobre todo por sus consejos. Con cariño, Gracias.

A mis sinodales

M. J. Tomás Eduardo Pérez García, Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Dr. Erick Emanuel Luna Rojero y Ing. Manuel Serrano Saldaña

A todos ustedes les agradezco el gran interés que mostraron por el trabajo hoy culminado, por la paciencia y el tiempo, pero más por la confianza y los consejos que me brindaron para presentar mi trabajo. Con mucho cariño, Gracias.

A mis Maestros

A todos mis profesores y en especial a los de ingeniería petrolera les agradezco la contribución para con mi educación y más aún en mi formación como ser humano, a todos les guardo muchísimo afecto. Gracias

Y en general a todas las personas que creyeron en mí de forma incondicional, muchas gracias.



CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTOS	i
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE GRÁFICAS	xv
1. INTRODUCCIÓN	1
2. CONCEPTOS BÁSICOS	4
2.1 Ingeniería de Yacimientos	4
2.1.1 Permeabilidad y Porosidad	4
2.1.2 Presión Capilar y Mojabilidad	8
2.1.3 Determinación de la Saturación de Aceite Residual	8
2.1.4 Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos a Condiciones de Yacimiento por Métodos Volumétricos o Directos	9
2.1.4.1 Método de Isohidrocarburos	9
2.1.4.2 Método de Isopacas	10
2.1.4.3 Método de Cimas y Bases	11
2.1.5 Determinación del Plano de Referencia	12
2.1.6 Balance de Materia	12
2.1.6.1 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados	13
2.1.6.2 Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados	14
2.1.6.3 Ecuación de Balance de Materia en la Forma de la Ecuación de una Línea Recta	15
2.1.6.4 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite	16
2.1.6.5 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia	16
2.1.6.6 Consideraciones sobre la Ecuación de Balance de Materia	18
2.2 Físicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos	20
2.2.1 Gases Ideales y Gases Reales	23
2.2.1.1 Gases Ideales	23
2.2.1.2 Gases Reales	24
2.2.1.3 Diferencias entre Gas Ideal y Gas Real	25
2.2.2 Ecuaciones de Estado	25
2.2.2.1 Comportamiento de los Gases Reales	25
2.2.2.2 Ecuación de Estado de Compresibilidad	25
2.2.2.3 Ecuación de Estado de Van Der Waals	26
2.2.2.4 Ecuaciones de Estado en el Punto Crítico	27



2.2.2.5 Avances Recientes en la Ecuación de Estado	28
2.2.2.6 Ecuación de Estado de Redlich-Kwong	28
2.2.2.7 Ecuación de Estado de Peng-Robinson	29
2.2.2.8 Reglas de Mezcla	29
2.2.3 Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos	30
2.2.3.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	34
2.2.3.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	34
2.2.3.3 Yacimiento de Gas y Condensado	34
2.2.3.4 Yacimiento de Gas Húmedo	34
2.2.3.5 Yacimiento de Gas Seco	35
2.2.3.6 Yacimiento Bajosaturado	35
2.2.4 Análisis pVT	35
2.2.4.1 Estudios pVT	40
2.2.4.2 Datos del Pozo y del Yacimiento Necesarios para un Estudio pVT	40
2.2.4.3 Condiciones para una Toma de Muestra	41
2.2.4.4 Volumen de Muestras Necesario para un Estudio pVT Completo	41
2.3 Recuperaciones Secundaria y Mejorada	41
2.3.1 Recuperación Primaria	41
2.3.2 Recuperación Secundaria	41
2.3.3 Recuperación Terciaria	43
2.3.4 Recuperación Mejorada	43
2.3.4.1 Eficiencia de un Método de Recuperación Mejorada	45
2.3.4.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada	46
2.3.5 Procesos Miscibles y Procesos Inmiscibles	48
2.3.5.1 Bache de Propano	48
2.3.5.2 Bache de Alcohol	49
2.3.5.3 Inyección de Gas a Alta Presión	50
2.3.5.4 Inyección de Gas Rico	50
2.3.5.5 Inyección de CO ₂	50
2.3.6 Presente y Futuro de la Recuperación Mejorada	50
2.3.7 Simulación Numérica de Yacimientos	51
2.3.7.1 Definición y Objetivo de la Simulación Numérica de Yacimientos	51
2.3.7.2 Introducción al Modelado y Simulación	52
2.3.7.3 Metodología del Simulador Numérico	54
2.3.7.4 Balance de Materia vs Simulación Numérica de Yacimientos	55
2.3.7.5 Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos	56
2.3.8 Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos	56
2.3.8.1 Beneficios Económicos	57
2.3.8.2 Beneficios Técnicos	57
2.3.9 Clasificación de los Simuladores Numéricos	58
2.3.10 Flujo de Fluidos a Través de Medios Porosos	66
2.3.10.1 Flujo de Fluidos en Medios Porosos	66
2.3.10.2 Flujo Lineal en Estratos en Serie	66



2.3.10.3 Flujo Lineal en Estratos en Paralelo	69
2.3.10.4 Flujo Monofásico en Sistemas Homogéneos Lineales o Radiales	69
2.3.10.4.1 Flujo Lineal	60
2.3.10.4.2 Flujo Radial	70
2.3.11 Ecuación de Continuidad	71
2.3.11.1 Ecuación de Movimiento (Darcy)	71
2.3.11.2 Ecuación de Estado	72
2.3.12 Ecuación de Difusión	72
3. MOJABILIDAD	75
3.1 Fundamentos de la Mojabilidad	75
3.2 Geometría de Poros	78
3.2.1 Caso de Mojabilidad por Agua	82
3.2.2 Caso de Mojabilidad Mixta	82
3.2.3 Caso de Mojabilidad por Aceite	83
3.3 Métodos de Medición para la Mojabilidad	84
3.3.1 Métodos Cualitativos	84
3.3.2 Métodos Cuantitativos	86
3.3.2.1 Medición del Ángulo de Contacto	86
3.3.2.2 Método de Amott	87
3.3.2.3 Método USBM	88
3.4 La Importancia Práctica de la Mojabilidad	92
3.5 Efectos de la Mojabilidad en Diferentes Propiedades del Yacimiento	99
3.5.1 Propiedades Eléctricas de los Medios Porosos	99
3.5.1.1 Efectos de la Mojabilidad, de Resistividad y el Exponente de Saturación de Archie	100
3.5.1.2 Factor de Resistividad de Formación	101
3.5.2 Presión Capilar	101
3.5.2.1 Ángulos de Contacto, la Presión Capilar y la Mojabilidad	101
3.5.2.2 Drene e Imbibición, Presión Capilar	102
3.5.2.3 Relaciones Teóricas sobre los Efectos de la Mojabilidad de la Presión Capilar	103
3.5.3 Permeabilidad Relativa	103
3.2.3.1 Curvas de Permeabilidad Relativa en un Sistema Fuertemente Mojado	104
3.5.4 Inyección de Agua	105
3.6 Ejemplo de Detección de Zonas de Agua en un Carbonato con Mojabilidad Mixta	106
3.7 Determinación de la Mojabilidad en el Laboratorio	109
4. MODELO SINTÉTICO PARA EVALUACIÓN DE MOJABILIDADES	118
4.1 Definición del Modelo	118
4.2 Características Generales del Modelo Construido	118



4.3 Características pVT	119
4.3.1 Composición de las Mezclas Utilizadas	120
4.3.2 Composición de Mezcla de Hidrocarburos	120
4.3.3 Experimento de Expansión a Composición Constante	124
4.3.4 Experimentos de Liberación Diferencial	127
4.3.5 Diagramas de Fases	131
4.4 Construcción del Modelo	138
4.4.1 Curva de Presión Capilar	138
4.4.2 Escenarios	143
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	148
5.1 Análisis Modelo 1	148
5.1.1 Para el Pozo 1	148
5.1.2 Para el Pozo 2	152
5.1.3 Para el Pozo 3	156
5.1.4 Para el Pozo 4	160
5.1.5 Para Nivel Campo	164
5.2 Análisis Modelo 2	167
5.2.1 Para el Pozo 1	167
5.2.2 Para el Pozo 2	171
5.2.3 Para el Pozo 3	175
5.2.4 Para el Pozo 4	179
5.2.5 Para Nivel Campo	183
5.3 Análisis Modelo 3	186
5.3.1 Para el Pozo 1	186
5.3.2 Para el Pozo 2	190
5.3.3 Para el Pozo 3	194
5.3.4 Para el Pozo 4	198
5.3.5 Para Nivel Campo	202
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	205
NOMENCLATURA	207
REFERENCIAS	214

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 2.1	Tipos de Porosidad en una roca	7
Figura 2.2	Efectos de la presión capilar para un medio poroso	8
Figura 2.3	Construcción de cimas estructurales	12
Figura 2.4	Cambio en la distribución de los fluidos	16
Figura 2.5	Diagrama de fases típico para una mezcla de hidrocarburos	31
Figura 2.6	Propiedades pVT de los hidrocarburos	37
Figura 2.7	Rangos de aplicabilidad de procesos de recuperación mejorada	47
Figura 2.8	Rangos de presión en procesos de recuperación mejorada	47
Figura 2.9	Proyecciones de procesos de recuperación mejorada	51
Figura 2.10	Diagrama de flujo de un estudio de simulación	54
Figura 2.11	Clasificación general de los simuladores de yacimientos	58
Figura 2.12	Modelo de cero dimensiones	61
Figura 2.13	Balance de materia de un bloque	62
Figura 2.14	Balance de materia para dos bloques	62
Figura 2.15	Modelos de una dimensión	63
Figura 2.16	Simulador areal	64
Figura 2.17	Simulador de sección transversal	64
Figura 2.18	Simulador de dos dimensiones en forma radial	64
Figura 2.19	Simulador de tres dimensiones en forma cartesiana	65
Figura 2.20	Simulador de tres dimensiones en forma radial	65
Figura 2.21	Flujo lineal en estratos en serie	67
Figura 2.22	Flujo lineal en estratos en paralelo	69
Figura 2.23	Modelo para flujo lineal	70
Figura 2.24	Flujo monofásico en sistema radial	70
Figura 2.25	Volumen elemental de dimensiones Δx , Δy , Δz	71
Figura 3.1	Relación entre la mojabilidad y la presión capilar	75
Figura 3.2	Sistema completamente mojado por agua	76
Figura 3.3	Sistema con mojabilidad neutral	76
Figura 3.4	Sistema completamente mojado por aceite	76
Figura 3.5	Ángulo de contacto	77
Figura 3.6	Rugosidad de la superficie de poros	79
Figura 3.7	Mojabilidad en los poros	80
Figura 3.8	Presión capilar y permeabilidad relativa para la mojabilidad	81
Figura 3.9	Histéresis en las curvas de presión capilar	83
Figura 3.10	Medición de la mojabilidad en los núcleos	84
Figura 3.11	Medición del ángulo de contacto	86
Figura 3.12	Histéresis en ángulo de contacto en un medio poroso mojado por agua	87
Figura 3.13	Medición del índice mojabilidad por el método de Amott-Harvey	88
Figura 3.14	Gráfica de la medición de la mojabilidad mediante el método USBM	89



Figura 3.15	Gráfica de mediciones de mojabilidad mediante el método USBM	90
Figura 3.16	Formación de una zona de transición	93
Figura 3.17	Alteración de la mojabilidad derivada de la precipitación de asfáltenos	96
Figura 3.18	Efecto de la química de la salmuera sobre el ángulo de contacto	97
Figura 3.19	Cálculo del exponente de Archie Comparación entre parámetros	107
Figura 3.20	Comparación de Parámetros	108
Figura 3.21	Dispersión de la permeabilidad para dos rocas carbonatadas	110
Figura 3.22	El modelo textural	111
Figura 3.23	La Dispersión en un Modelo Textural	112
Figura 3.24	Distribuciones de los tiempos de decaimiento T ₂	113
Figura 3.25	Distinción de la microporosidad	114
Figura 3.26	Modelado de redes de poros	115
Figura 3.27	Resultados del modelo después de cambio de mojabilidad	116
Figura 4.1	Diagrama de Proceso de Liberación Diferencial	128
Figura 4.2	Curva de Presión Capilar Ajustada	139
Figura 4.3	Curvas de Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua	140



LISTA DE TABLAS

Tabla	Nombre	Página
Tabla 2.1	Clasificación de yacimientos mediante diagrama de fases	33
Tabla 3.2	Regla de los pulgares de Craig para determinar la Mojabilidad	104
Tabla 4.1	Características pVT del Aceite y el Yacimiento	120
Tabla 4.2	Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Abkatun	121
Tabla 4.3	Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Cárdenas	122
Tabla 4.4	Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Tamaulipas-Constituciones	123
Tabla 4.5	Agrupamiento de Diferentes Componentes en los 3 Fluidos Utilizados	123
Tabla 4.6	Prueba de Composición Constante para la Muestra Abkatun	125
Tabla 4.7	Prueba de Composición Constante para la Muestra Cárdenas	126
Tabla 4.8	Prueba de Composición Constante para la Muestra Constituciones	127
Tabla 4.9	Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de la Muestra Abkatun	129
Tabla 4.10	Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de la Muestra Cárdenas	130
Tabla 4.11	Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de Constituciones	131

**LISTA DE GRÁFICAS**

Gráfica	Nombre	Página
Gráfica 4.1	Huella Digital	124
Gráfica 4.2	Diagrama de Fases de Aceite Ligero	132
Gráfica 4.3	Diagrama de Fases de Aceite Intermedio	132
Gráfica 4.4	Diagrama de Fases de Aceite Pesado	133
Gráfica 4.5	Presión vs RGA y Volumen Relativo de la Muestra Aceite Intermedio	134
Gráfica 4.6	Presión vs Factor del Gas de la Muestra Aceite Intermedio	135
Gráfica 4.7	Presión vs Volumen de Aceite de la Muestra Aceite Intermedio	135
Gráfica 4.8	Presión vs Relación Gas-Aceite para la Muestra Aceite Ligero	136
Gráfica 4.9	Presión vs Comprensibilidad del Gas para la Muestra Aceite Ligero	136
Gráfica 4.10	Presión vs Volumen de Aceite y Gas de la Muestra Aceite Ligero	137
Gráfica 4.11	Presión vs RGA de la Muestra Aceite Pesado	137
Gráfica 4.12	Presión vs Volumen Relativo	138
Gráfica 4.13	Presión Capilar vs Saturación de Agua en Sistema Mojado por Aceite	141
Gráfica 4.14	Permeabilidad Relativa vs Saturación Agua en Sistema Mojado Aceite	141
Gráfica 4.15	Presión Capilar vs Saturación de Agua en Sistema Mojado por Agua	142
Gráfica 4.16	Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua en Sistema Mojado Agua	142
Gráfica 5.1	Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio	148
Gráfica 5.2	Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio	149
Gráfica 5.3	Relación Gas-Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio	150
Gráfica 5.4	Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio	151
Gráfica 5.5	Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio	152
Gráfica 5.6	Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio	153
Gráfica 5.7	Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio	154
Gráfica 5.8	Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio	155
Gráfica 5.9	Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio	156
Gráfica 5.10	Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio	157
Gráfica 5.11	Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio	158
Gráfica 5.12	Presión en el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio	159
Gráfica 5.13	Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio	160
Gráfica 5.14	Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio	161
Gráfica 5.15	Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio	162
Gráfica 5.16	Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio	163
Gráfica 5.17	Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Intermedio	164
Gráfica 5.18	Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Intermedio	165
Gráfica 5.19	Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Intermedio	166
Gráfica 5.20	Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero	167
Gráfica 5.21	Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero	168
Gráfica 5.22	Relación Gas-Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero	169
Gráfica 5.23	Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero	170
Gráfica 5.24	Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero	171



Gráfica 5.25	Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero	172
Gráfica 5.26	Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero	173
Gráfica 5.27	Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero	174
Gráfica 5.28	Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero	175
Gráfica 5.29	Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero	176
Gráfica 5.30	Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero	177
Gráfica 5.31	Presión en el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero	178
Gráfica 5.32	Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero	179
Gráfica 5.33	Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero	180
Gráfica 5.34	Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero	181
Gráfica 5.35	Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero	182
Gráfica 5.36	Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Ligero	183
Gráfica 5.37	Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Ligero	184
Gráfica 5.38	Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Ligero	185
Gráfica 5.39	Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado	186
Gráfica 5.40	Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado	187
Gráfica 5.41	Relación Gas-Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado	188
Gráfica 5.42	Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado	189
Gráfica 5.43	Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado	190
Gráfica 5.44	Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado	191
Gráfica 5.45	Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado	192
Gráfica 5.46	Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado	193
Gráfica 5.47	Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado	194
Gráfica 5.48	Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado	195
Gráfica 5.49	Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado	196
Gráfica 5.50	Presión en el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado	197
Gráfica 5.51	Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado	198
Gráfica 5.52	Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado	199
Gráfica 5.53	Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado	200
Gráfica 5.54	Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado	201
Gráfica 5.55	Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Pesado	202
Gráfica 5.56	Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Pesado	203
Gráfica 5.57	Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Pesado	204



1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de la presente tesis es presentar la importancia que tiene la mojabilidad sobre cualquier proceso de recuperación secundaria, mejorada o convencional, para ello se hace uso de simuladores híbridos, los cuales con información real o sintética, permiten observar los efectos que sobre la recuperación tienen las curvas de permeabilidad relativa.

El desarrollo de cualquier país va fuertemente ligado a la demanda de fuentes de energía; nuestro país depende en gran medida de su producción de hidrocarburos, tanto para cubrir las demandas internas que van en aumento, como para exportarlo con lo que se generan divisas necesarias para el crecimiento; sin embargo el alto ritmo de explotación a que han sido sometidos nuestros principales campos, así como la falta de inversión en investigación y desarrollo de tecnología que tuvo la industria por varios años, ha generado un gran riesgo de dejar de ser exportadores y no sólo eso, de no cubrir siquiera la demanda interna.

De acuerdo a las estadísticas generales de Pemex, se tiene un gran número de campos en etapa madura donde su factor de recuperación promedio es de alrededor del 20% los cuales nunca fueron sometidos a procesos de recuperación secundaria o mejorada, la cual reporta a nivel internacional factores de recuperaciones secundaria y mejorada entre 30 y 60%.

Por lo anteriormente expuesto, es urgente que Pemex desarrolle los conocimientos necesarios para aplicar este tipo de procesos.

La recuperación secundaria se define como aquella en la cual se inyectan fluidos al yacimiento y no se altera la interacción que existe en el sistema Roca - Fluidos original; los fluidos a inyectarse pueden ser agua y gas que bajo las condiciones de aplicación no genere miscibilidad. A nivel mundial la inyección de agua es la principal práctica.

La inyección de agua, si bien es cierto que es un proceso que puede ayudar a mantener cuotas de producción e incrementar el factor de recuperación, es una práctica que depende en gran medida de la mojabilidad de la roca, parámetro que no siempre se tiene bien cuantificado y que puede afectar fuertemente los resultados del proceso, haciéndolo un éxito o un fracaso.

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido de extenderse o adherirse a una superficie sólida en la presencia de otros fluidos inmiscibles. Cuando la roca es mojada por agua, hay una tendencia de esta a ocupar los poros más pequeños y contactar a la mayoría de la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite y la localización de los fluidos es la opuesta al caso de mojabilidad por agua.

La comprensión de la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación del aceite. El hecho de que una roca sea mojabla por aceite o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del aceite. Suponer que una formación es mojabla por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento. En el caso de la explotación por agotamiento natural, es de suma importancia en el cálculo de reservas, el tener bien definido el tipo de mojabilidad que existe en el yacimiento, ya que de ello dependerá la cantidad de aceite factible de recuperar.



En la literatura se han definido diferentes tipos y grados de mojabilidad: mojabilidad fuerte hacia un fluido, neutra, intermedia, fraccional y mixta. Es bien conocido que la mojabilidad afecta fuertemente la recuperación de aceite en los yacimientos y que el comportamiento de la inyección de agua y gas en estos es bastante diferente. Para un sistema uniformemente mojado, generalmente se reconoce que la inyección de agua en un yacimiento mojado al agua es más eficiente que en un yacimiento mojado al aceite.

En el mundo aproximadamente 60% del aceite se encuentra en yacimientos carbonatados y la mayoría de estos son naturalmente fracturados y poseen una mojabilidad mixta o son mojables al aceite. En México, gran parte de la producción de aceite proviene del Complejo Cantarell, que es precisamente naturalmente fracturado y con mojabilidad mixta o al aceite.

Por estas características de mojabilidad y heterogeneidad, el barrido del aceite no ha sido muy eficiente y existe por consiguiente una gran cantidad de aceite remanente en el yacimiento, tanto en la zona de aceite invadida por el agua del acuífero asociado como en la zona de aceite invadida por cualquier gas de inyección.

Como parte de la solución a este problema, se ha propuesto el uso de soluciones químicas de surfactantes que disminuyan la tensión interfacial agua – aceite, pero sobre todo que alteren la mojabilidad de la roca, de mojado al aceite a mojado al agua o de mojabilidad mixta a un estado de mojabilidad mixta en el que se debe expandir o aumentar el número de canales donde tenga preferencia el flujo de aceite, comparativamente con aquellos en los que la preferencia de flujo es hacia el agua. De esta manera se podría mejorar el factor de recuperación de aceite.

Existen diversos métodos cuantitativos y cualitativos para medir la mojabilidad de un medio poroso con mojabilidad uniforme. El método más rápido, económico y posiblemente el más utilizado es el de obtener el ángulo de contacto entre dos fluidos y la roca. Si el ángulo de contacto medido a través de un fluido es menor que 90° , se puede decir que existe una situación neutralmente mojada. Sin embargo las medidas directas son raramente practicadas con materiales reales de yacimiento.

Los materiales reales del yacimiento son algunas veces aproximados por superficies lisas "puras": cristal (sílice) por areniscas o cristales de calcitas para los carbonatos.

La permeabilidad relativa es una medida de la habilidad de un sistema poroso para conducir un fluido cuando uno o más fluidos están presentes. Y como es bien sabido, la principal influencia en la forma de las curvas de permeabilidad relativa es precisamente la mojabilidad, es decir, cuál de los fluidos se adhiere preferentemente a la superficie de la roca. De tal forma que, a través del desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa, del movimiento del punto de cruce, de las saturaciones inicial y final de agua y de las permeabilidades relativas en los puntos finales se pudo inferir la mojabilidad.

A pesar de ello se debe tener cuidado en la interpretación de estas curvas, ya que no únicamente dependerán de la mojabilidad, existen otros efectos como distribución de los pozos, geometría de los canales de flujo, tensión interfacial entre los fluidos, etc. que afectarán la forma de las curvas, todas estas de origen natural, en forma adicional tenemos las que pueden ser originadas por procesos de experimentación ya sean de proceso en sí mismo o de parte de la interpretación del ser humano.



A partir de un simulador híbrido (información híbrida) se muestra el comportamiento que se tendría en un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua en dicho modelo.

Para el desarrollo de la tesis se utilizó el módulo GEM de la Compañía Computer Modeling Group para generar las corridas de simulación que nos permitan evaluar las diferencias en los resultados al considerar un yacimiento mojado por agua y un yacimiento mojado por aceite; así como el módulo WINPROP de la misma Compañía que nos permitió generar una caracterización pVT que fue utilizada en el modelo de simulación con el que se evaluaron diferentes alternativas.

El modelo utilizado es un modelo de 25 x 25 x 20 celdas con dimensiones de 10 metros por lado, la permeabilidad porosidad y características utilizadas son típicas de yacimientos arenos-arcillosos en los cuales se aplica dicho proceso.

Se analizaron diferentes arreglos y características de mojabilidad mostrando los resultados que las curvas de saturación de fluidos son ingredientes sumamente importantes en la determinación de la rentabilidad de un proyecto de inyección de agua.

En los resultados podemos observar que la mojabilidad al agua nos beneficia en una mayor recuperación de aceite a diferencia de la mojabilidad al aceite.

A pesar del desarrollo realizado, existen todavía varias áreas de oportunidad que pueden ser desarrolladas a partir de la información generada en esta tesis; sin embargo es necesario contar con la información suficiente y confiable para lograr dichas metas.



2. CONCEPTOS BÁSICOS

El objetivo de este capítulo es presentar el significado de los términos empleados en ingeniería de yacimientos, el cálculo del volumen original de hidrocarburos, la simulación numérica de yacimientos y los diferentes métodos de recuperación mejorada.

2.1 Ingeniería de Yacimientos

Es la aplicación de los principios científicos a los problemas de flujo que ocurren durante el desarrollo y explotación de los yacimientos

Las funciones principales de la ingeniería de Yacimientos son:

- Estudiar las condiciones de presión del yacimiento al inicio de su explotación y durante su vida productiva.
- Estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contiene, tanto en estado fluyente como estático. A estas propiedades se les denomina petrofísicas, tales como: porosidad, permeabilidad, mojabilidad, etc.
- Estudiar el comportamiento termodinámico que sufren los fluidos del yacimiento con los cambios de presión y temperatura
- Determinar el volumen original de hidrocarburos existentes en el yacimiento
- Predecir el comportamiento de los yacimientos, considerando diferentes formas de explotación
- Relacionar las condiciones anteriores con el factor económico para con ello evaluar los resultados de los estudios

2.1.1 Permeabilidad y Porosidad

Permeabilidad

Se define como la facilidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. El grado de permeabilidad de la roca está definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (2-1)$$

donde:

k = Permeabilidad (Darcy)

q = Gasto de flujo de fluido (cm³/seg)

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

A = Área de sección transversal de la muestra (cm²)

L = Longitud de la muestra (cm)

ΔP = Presión aplicada a través de la longitud de la muestra (atm)



La permeabilidad de las rocas generalmente se mide en laboratorios utilizando núcleos obtenidos, también puede ser generalmente relacionada con los registros geofísicos.

La expresión que permite cuantificar la permeabilidad es conocida como Ley de Darcy. En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, el francés Henry Darcy dedujo la ecuación que lleva su nombre. La ley se ha extendido con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos. La Ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Este concepto se puede expresar matemáticamente con la ecuación:

$$v = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad (2-2)$$

donde:

v = Velocidad aparente (cm/s)

μ = Viscosidad del fluido (centipoises)

dp/ds = Gradiente de presión (atm/cm)

k = Permeabilidad

El signo negativo en la expresión anterior indica que si se toma flujo positivo en la dirección positiva de S , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/ds es negativa y como la velocidad y la movilidad son siempre positivas, se tiene que usar el mismo signo del gradiente para que lo anterior se cumpla. La unidad de permeabilidad es el Darcy, se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido en una sola fase, que tiene un centipoise de viscosidad, satura totalmente al medio, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso de flujo viscoso a un gasto de un cm^3/s por una área de un cm^2 a través de una longitud de un centímetro bajo una caída de presión de una atmósfera.

Si un fluido satura totalmente el medio poroso y ese mismo fluido es el que escurre, la permeabilidad medida se conoce como permeabilidad absoluta.

Factores que afectan la permeabilidad:

- Tamaño de granos, forma y orientación
- Clasificación de granos y empacamiento
- Cementación
- Estratificación
- Contenido de arcillas

La permeabilidad se clasifica de acuerdo con el contenido de fluidos en la roca y también por la forma de flujo que se tiene

- Permeabilidad absoluta (k_a): Es aquella en la cual sólo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio, esta propiedad es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.



- Permeabilidad efectiva (k_e): Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que: $0 \leq k_e \leq k$.
- Permeabilidad relativa (k_r): Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ($k_r = k_e/k_a$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq k_r \leq 1$). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

Las gráficas de permeabilidad efectiva pueden normalizarse dividiendo los valores por el valor de la permeabilidad absoluta k para producir las permeabilidades relativas.

$$K_{ri} = \frac{K_{efectiva}}{K_{absoluta}} = \frac{K_i}{K} \quad i = w, o, g \quad (2-3)$$

Porosidad

La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella.

La porosidad de una roca usualmente se obtiene de registros geofísicos, análisis de núcleos. Los registros tienden a promediar un intervalo como lo requiere las características de la herramienta mientras que los núcleos representan valores representativos de una pieza específica y pequeña de una roca.

Los vórgulos y fracturas a menudo son observados visualmente en núcleos y cortes, pero la longitud de fractura, el grado de sello y la posibilidad de fracturamiento durante el núcleo debe evaluarse al determinar la porosidad.

La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella.

Matemáticamente se puede expresar como:

donde:
$$\phi = \frac{V_p - V_s}{V_s} = \phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (2-4)$$

Φ = Porosidad

V_r = Volumen bruto o total de la roca

V_s = volumen ocupado por los sólidos o volumen de granos

V_p = Volumen de poros

Existen dos tipos de porosidad (Figura 2.1)

Porosidad absoluta: es la razón del espacio poroso total al volumen total de la roca, sin tomar en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no.

$$\phi_a = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Comunicados y no comunicados}) \quad (2-5)$$

Porosidad Efectiva: es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de la roca.

$$\phi_e = \frac{V_p}{V_b} \quad (\text{Intercomunicados}) \quad (2-6)$$

La porosidad efectiva será la que le interese al ingeniero Petrolero, ya que es la indicación de la conductividad de fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

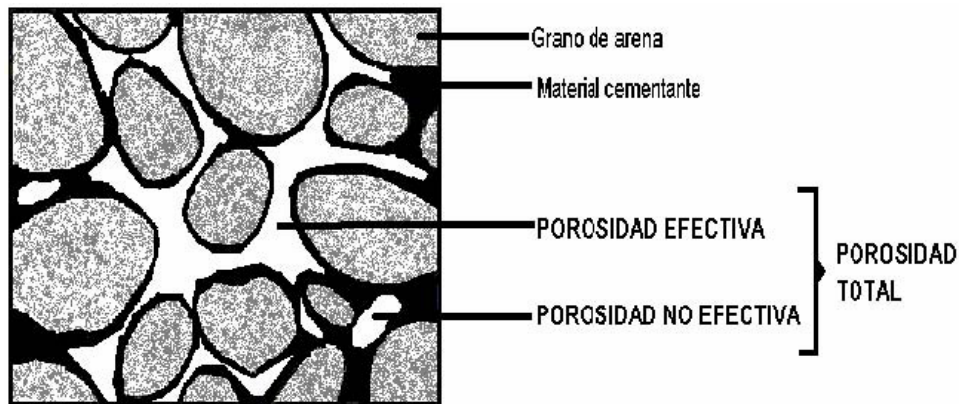


Figura 2.1 Tipos de Porosidad en una roca

Geológicamente la porosidad también se puede clasificar en dos tipos de acuerdo con el tiempo de formación:

- *Porosidad primaria (intragranular)*: es la porosidad formada simultáneamente con el depósito de los sedimentos. Los huecos contribuyentes a este tipo, son los espacios entre granos individuales de los sedimentos. Las rocas sedimentarias o detríticas tienen este tipo de porosidad.

- *Porosidad secundaria (inducida)*: está constituida por cavernas, fisuras, fracturas, etc. Formando después de que los sedimentos fueron depositados, por agentes tales como soluciones circulante, dolomización, movimientos tectónicos, etc. Las rocas no clásticas tienen este tipo de porosidad como la caliza y dolomitas.

2.1.2 Presión Capilar y Mojabilidad

Presión Capilar

Para un medio poroso se ha definido como la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante (Figura 2.2); la P_c también se define como la diferencia de presiones a través de la interfase de los fluidos.

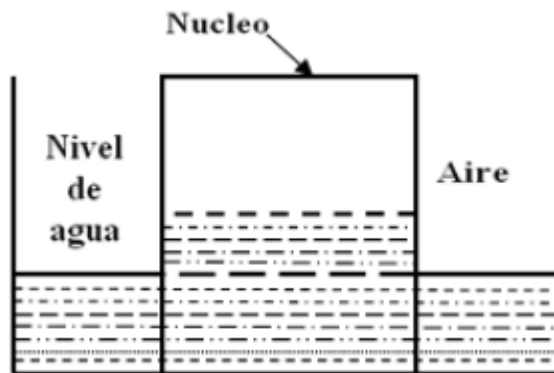


Figura 2.2 Efectos de la presión capilar para un medio poroso

Mojabilidad

Se llama así a la capacidad de un líquido de esparcirse sobre una superficie. Es una función del tipo del fluido y de la superficie sólida. Los aceites que contienen químicos son a veces a cambiar la mojabilidad inicial; los fluidos de perforación y los fluidos inyectados a menudo contienen surfactantes que afectan a la mojabilidad y ángulos de contacto entre el aceite y el agua.

2.1.3 Determinación de la Saturación de Aceite Residual

La saturación de aceite inicial al tiempo en que un campo es descubierto, usualmente se determina simplemente substrayendo la saturación de agua promedio de la porosidad efectiva total. En otras palabras, el yacimiento está lleno con aceite y agua cuando no está presente el casquete de gas inicial. El contenido de agua se determina por el uso de registros geofísicos, presión capilar e información de núcleos. Después durante la vida productiva, demasiado gas está presente cuando el aceite está abajo del punto de burbuja y la determinación de valores separados para el aceite y el gas puede ser difícil. Para esto deben emplearse técnicas y registros especiales.



El término Saturación de Aceite Residual se puede utilizar en varios contextos como:

1. Saturación de aceite irreductible (el valor más bajo posible)
2. Una saturación promedio o tipo balance de materia que existe a un tiempo específico o juego de condiciones.
3. Saturación de aceite remanente en una arena o zona barrida por agua.
4. Saturación de aceite en una zona barrida por gas.

Los métodos para medir la saturación de aceite residual incluyen:

- Análisis de núcleos.
- Técnicas especializadas de núcleos.
- Estudios de Ingeniería de Yacimientos.
- Técnicas especiales utilizando registros.
- Trazadores químicos con inyección de campo y núcleo.

Es obvio que la saturación de aceite residual al inicio de cualquier proceso es crítica en la economía. Del mismo modo la saturación probable a la terminación del proyecto basada sobre el muestreo de campo es igualmente importante.

2.1.4 Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos a Condiciones de Yacimiento por Métodos Volumétricos o Directos

2.1.4.1 Método de Isohidrocarburos

Llamado también de isoíndices de hidrocarburos teniendo una gran similitud con el de isopacas, pero proporciona resultados más aproximados. Se parte de la construcción de un plano de isohidrocarburos, en cada uno de los pozos se anota el valor del índice de hidrocarburos, obtenido a partir del análisis de registros geofísicos.

El “Índice de Hidrocarburos” de un pozo es el producto del espesor de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hc} = (h)(\phi)(1 - S_w) \left[\frac{m^3 Hcs @ c.y.}{m^2 roca} \right] \quad (2-7)$$

Físicamente, el índice de hidrocarburos es una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado (m²) de yacimiento.

Al ponderar estos índices con las áreas respectivas, se puede obtener el volumen total de hidrocarburos en el yacimiento. Por la naturaleza de éste índice, se deduce que es una propiedad de la formación productora, que se puede conocer en cada uno de los pozos. De la distribución areal del índice de hidrocarburos, es posible determinar el volumen original como sigue:



Secuencia del cálculo:

1. Calcular el índice de hidrocarburos de la formación productora en cada pozo, utilizando los valores medios de ϕ y S_{wi} ponderados en el espesor, y el valor del espesor neto promedio.
2. Construir un mapa de curvas de igual valor de índice de hidrocarburos.
3. Determinar las áreas definidas por cada curva de isohidrocarburos.

$$I \left(\frac{m^3 \text{ de hcs}}{m^2 \text{ de roca}} \right) \quad (2-8)$$

4. Construir una gráfica de I vs A

Considerando:

$$V_{Hcs} = A_G F_c (\text{cm}^3 \text{ de Hcs @ c.y.}) \quad (2-9)$$

$$F_c = E^2 M_x M_y \quad (2-10)$$

donde:

- A_G = Área de la Grafica (cm^2)
- F_c = Factor de conversión (cm^2)
- E = Escala utilizada
- M_x = Modulo de x
- M_y = Modulo de y

2.1.4.2 Método de Isopacas

Se utiliza para determinar el volumen de roca de un yacimiento, con el cual se puede obtener, con los valores correspondientes de saturaciones, el volumen original de hidrocarburos, el cual es básico para toda actividad de la Industria Petrolera.

El “método de isopacas” tiene como base la configuración de un mapa de curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano de localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados.

El “método de isopacas” considera exclusivamente el espesor neto impregnado de hidrocarburos.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

1. Determinar en cada pozo el espesor de la formación impregnada de hidrocarburos.
2. En un plano de localizaciones anotar los valores del espesor neto y construir un mapa o plano de curvas de igual espesor (isopacas).
3. Medir las áreas definidas para cada “curva isopaca”.
4. Construir una gráfica de espesores contra áreas.



El área de la gráfica es proporcional al volumen de roca del yacimiento, es decir:

$$V_r = A_G F_c \quad (2-11)$$

$$F_c = E^2 M_x M_y \quad (2-12)$$

$$V_{H_{CS}} = V_r \phi (i - S_{wi}) \quad [m^3 \text{ de } H_{CS} @ c.y.] \quad (2-13)$$

donde:

A_G = Área de la Gráfica (cm^2)

F_c = Factor de conversión (cm^2)

E = Escala utilizada

M_x = Modulo de x

M_y = Modulo de y

2.1.4.3 Método de Cimas y Bases.

Este método tiene como base la configuración con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio (Figura 2.3). Por medio de registros geofísicos, se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

Secuencia de cálculo:

1. Sobre un plano de localizaciones de pozos se anotan las profundidades, (en m, bajo nivel del mar), de la cima de la formación impregnada de hidrocarburos, obtenidos del análisis de los registros geofísicos corridos en cada pozo.
2. Por interpolación lineal se dibujan curvas de nivel de igual profundidad.
3. Se repiten los dos pasos anteriores, considerando ahora las profundidades de la base.
4. Se determinan las áreas definidas para cada una de las curvas (en forma de tablas).
5. En una gráfica de profundidad vs área, se dibujan los puntos descritos en las tablas anteriores.

El área comprendida entre las líneas que describen la cima y la base es representativa del volumen de roca del yacimiento; es decir:

$$V_r = A_G F_c$$

$$F_c = E^2 M_x M_y$$

donde

V_r = Volumen de roca (m^3)

A_G = Área de la Gráfica (cm^2)

F_c = Factor de conversión (cm^2)

E = Escala utilizada en los planos de cimas y bases

M_x = Modulo de x, es el n° de cm^2 del área que representa cada cm en el eje "x"

M_y = Modulo de y, es el n° de cm^2 de profundidad que representa cada cm en el eje "y"

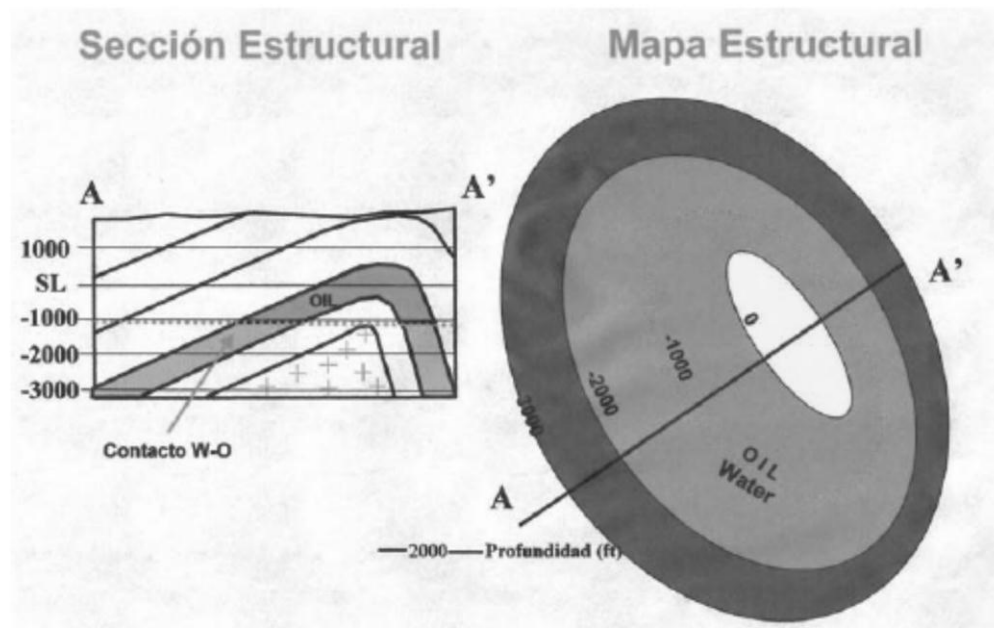


Figura 2.3 Construcción de cimas estructurales

2.1.5 Determinación del Plano de Referencia

Es un plano horizontal que divide al yacimiento en dos partes iguales, con el fin de referir cualquier variable (en particular la presión) a este plano. Cuando se hacen mediciones de presión en los pozos, es prácticamente imposible que se efectúen a la misma profundidad en todos ellos, por lo que se llevan a cabo a la profundidad respectiva de cada pozo y se refieren al plano equivalente, sumando o restando a la presión medida el valor correspondiente a la columna de fluido. En otras palabras, el plano de referencia es un plano imaginario que se utiliza para asignar los valores de presión medidos en cada pozo, considerando la profundidad del nivel medio de los disparos, la profundidad del mismo plano de referencia y el gradiente de presión debido a la densidad del fluido involucrado.

Por convención, el plano de referencia es aquel que divide al volumen de roca del yacimiento en dos partes iguales. Para la determinación del plano de referencia se recurre a la gráfica desarrollada en el método de cimas y bases.

2.1.6 Balance de Materia

Las ecuaciones de Balance de Materia se basan en el principio de conservación de la materia. Una representación simple es que el volumen original de hidrocarburos es igual al volumen de hidrocarburos remanente (después de un tiempo de producción) más el volumen de agua que ha invadido el yacimiento. De esta forma el yacimiento es tratado como un gran tanque sin considerar efectos de flujo. El volumen de hidrocarburos que se obtiene es aquel que está hidráulicamente interconectado. La aplicación del método se basa en la confiabilidad de la siguiente información: presiones medias del yacimiento, producción de hidrocarburos y agua, así como análisis PVT (convencional y/o composicional) de los fluidos. En tanto sea mayor la cantidad de información disponible, los resultados que se obtengan serán más precisos.



2.1.6.1 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados

El desplazamiento de fluidos en los yacimientos ocurre por la expansión de los elementos que constituyen el receptáculo almacenante. Aunque este concepto es ampliamente conocido, su aplicación en la predicción del comportamiento de yacimientos bajosaturados se restringió inicialmente a considerar el desplazamiento como un producto exclusivo de la expansión del aceite, empleando la Ecuación de Balance de Materia en la forma siguiente:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} \quad (2-14)$$

donde:

N_p = Producción acumulativa de aceite @ c.s.

N = Volumen original de aceite @ c.s.

B_o = Factor de volumen de aceite ($B_o > 1$)

B_{oi} = Factor de volumen de aceite inicial

Es evidente que al no considerar el empuje proporcionado por la expansión del agua intersticial y los sólidos que constituyen la roca, se incurre en un error apreciable. Para modificar esta situación es necesario cuantificar la compresibilidad de los elementos mencionados.

Posteriormente M. E. Hawkins⁵ desarrolló una ecuación aplicable a yacimientos bajosaturados, expresada en la forma siguiente:

$$NB_{oi}C_e\Delta p = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (2-15)$$

donde:

N = Volumen original de aceite @ c. s.

B_{oi} = Factor de volumen de aceite inicial

C_e = Compresibilidad efectiva

Δp = Caída de presión

N_p = Producción acumulativa de aceite @ c. s.

B_o = Factor de volumen de aceite ($B_o > 1$)

W_e = Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c. y.

B_w = Factor de volumen de agua

W_p = Producción acumulativa de agua @ c. s.

Considerando:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad (2-16)$$

donde:

C_e = Compresibilidad efectiva

S_o = Saturación de aceite

C_o = Compresibilidad del aceite

S_w = Saturación del agua

C_w = Compresibilidad del agua

C_f = Compresibilidad de la formación



Aunque la resolución de esta ecuación no representa dificultad alguna, su correcta aplicación requiere del conocimiento del término “ C_e ”, cuyo valor es sólo cuantificado con suficiente aproximación cuando se conocen con precisión los valores de porosidad y saturación de agua del yacimiento, lo que equivale a contar con la estimación volumétrica del contenido original de hidrocarburos.

2.1.6.2 Desarrollo de la Ecuación General de Balance de Materia para Yacimientos Bajosaturados

El volumen de fluidos desplazados del yacimiento al abatirse la presión es una cantidad igual a la expansión del aceite, agua y sólidos contenidos en el yacimiento, más el volumen de entrada natural de agua:

$$V_{fd} = \text{Volumen de fluidos desplazados} = E_o + E_w + E_s + W_e \quad (2-17)$$

La expansión de los elementos del yacimiento es:

$$E_o = V_o C_o \Delta p = V_{pt} (1 - S_w) C_o \Delta p \quad (2-18)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta p = V_{pt} S_w C_w C_o \Delta p \quad (2-19)$$

$$E_s = V_s C_s \Delta p = V_{pt} C_f \Delta p \quad (2-20)$$

Observe que en estas ecuaciones S_w es la saturación de agua media del yacimiento y V_{pi} es el volumen de poros iniciales del yacimiento.

El volumen de fluidos producidos o desplazados del yacimiento a la presión final, es:

$$V_{fp@ c.y.} = N_p B_o + W_p B_w \quad (2-21)$$

El volumen de poros iniciales es:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_{oi}} = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_w)} \quad (2-22)$$

Sustituyendo (2-16) en (2-18), (2-19) en (2-20) y posteriormente en (2-17) se obtiene:

$$V_{fd@ c.y.} = NB_{oi} \Delta p \left(\frac{(1 - S_w) C_o + S_w C_w + C_f}{1 - S_w} \right) + W_e \quad (2-23)$$

El coeficiente de $NB_{oi} \Delta p$ se conoce como compresibilidad efectiva de los fluidos, C_e ; incluye la compresibilidad del agua, aceite y roca y es igual al expuesto en la ecuación (2-26).

$$V_{fd@ c.y.} = NB_{oi} \Delta p C_e + W_e \quad (2-24)$$

Igualando (2-20) con (2-17) y desarrollando, se obtiene:

$$NB_{oi} C_e \Delta p = N_p B_o + W_p B_w - W_e \quad (2-25)$$



Despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w - W_e}{B_{oi} C_e \Delta p} \quad (2-26)$$

Que es la Ecuación de Balance de Materia o Volumétrica para un yacimiento bajosaturado.

Esta ecuación puede expresarse en la forma:

$$NB_{oi}C_e\Delta p + W_e = N_p B_o + W_p B_w \quad (2-27)$$

Expansión del aceite, agua y roca @ c.y.
Entrada de agua
Volumen de fluidos desplazados (producidos) @ c.y.

Si no existe entrada de agua y la producción de agua es despreciable:

$$N = \frac{N_p B_o}{B_{oi} C_e \Delta p} \quad (2-28)$$

Y

$$R_{ec} = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi} C_e \Delta p}{B_o} \quad (2-29)$$

2.1.6.3 Ecuación de Balance de Materia en la Forma de la Ecuación de una Línea Recta

Considerando la ecuación (2-23), dividiéndola entre $B_{oi}C_e\Delta p$, y ordenando, se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} C_e \Delta p} = \frac{W_e}{B_{oi} C_e \Delta p} + N \quad (2-30)$$

En esta ecuación la entrada de agua se sustituye por la expresión que represente el comportamiento del acuífero, por ejemplo la ecuación de R. L. Stanley, quedando:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} C_e \Delta p} = \frac{W_e}{B_{oi} C_e \Delta p} + N \quad (2-31)$$

Observe que es la ecuación de una recta cuya ordenada al origen es N y su pendiente equivale a C
 $y = mx + b$

Una gráfica de Y vs X debe dar una recta cuya ordenada al origen es N y su pendiente equivale a C . Si no hay entrada de agua la ecuación en forma de recta es:

$$N_p B_o + W_p B_w = N_p B_{oi} C_e \Delta p \quad (2-32)$$

Una gráfica de $y = N_p B_o + W_p B_w$ vs $x = B_{oi} C_e \Delta p$ da una recta que pasa por el origen, con pendiente igual a N .

2.1.6.4 Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite

Términos Usados en la Ecuación de Balance (E. B. M.)

Antes de derivar la E. B. M. se indica, de acuerdo con la nomenclatura el significado de los términos empleados en dicha ecuación:

El volumen de aceite original, @ c.y., es: $NB_{oi} = NB_{ti}$

El gas disuelto en el aceite original, @ c.s., es: NR_{si}

El gas libre inicial, @ c.y., es: $GB_{gi} = mNB_{oi} = mNB_{ti}$

La producción acumulativa de gas @ c.s., es: $G_p = N_p R_p$

La entrada de agua neta al yacimiento es, @ c.y., es: $W_e - W_p B_w$

El aceite remanente en el yacimiento, @ c.y., es: $(N - N_p) B_o$

El gas disuelto en el aceite residual, @ c.s., es: $(N - N_p) R_s$

El factor de volumen de las dos fases es: $B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$

2.1.6.5 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia

Representando esquemáticamente los volúmenes de fluidos en un yacimiento, como se indica en la Fig. 2.4, e igualando los volúmenes @ c.y., se establece la siguiente ecuación:

$$mNB_{oi} + NB_{oi} = (N - N_p) B_o + W_e - W_p B_w + \text{Gas libre total @ c.y.} \quad (2-33)$$

Despejando el gas libre total (que incluye el gas del casquete y el de la zona de aceite) se tiene:

$$\text{Gas libre total @ c.y.} = mNB_{oi} + NB_{oi} = (N - N_p) B_o + (W_e - W_p B_w) \quad (2-34)$$

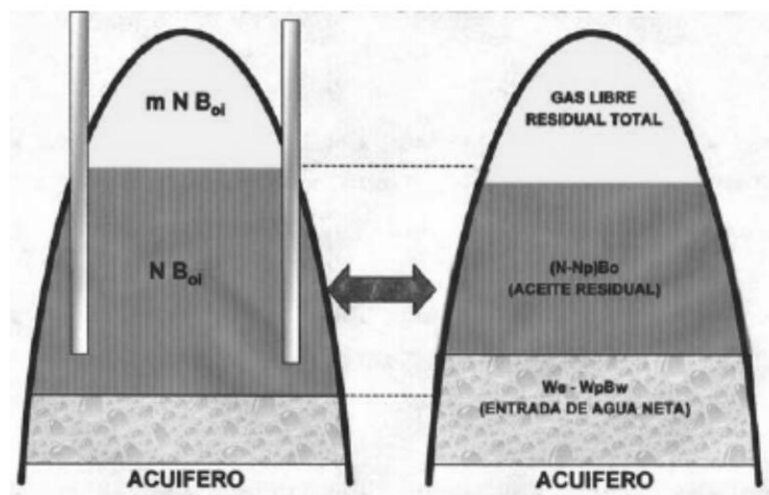


Figura. 2.4 Representación esquemática del cambio en la distribución de los fluidos en un yacimiento provocado por la explotación.



Por otra parte, se establece la siguiente igualdad para el gas @ c. s.

Volumen de gas libre inicial del casquete	+	Volumen de gas disuelto inicial	=	Volumen de gas libre residual	+	Volumen de gas disuelto residual	+	Volumen de gas producido
---	---	---------------------------------------	---	-------------------------------------	---	--	---	--------------------------------

o sea:

$$\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{si} = \frac{mNB_{oi} + NB_{oi} - (N - N_p)B_o - (W_e - W_p B_w)}{B_g} + (N - N_p)R_s + N_p R_p \quad (2-35)$$

Multiplicando por B_g , desarrollando y ordenando:

$$\begin{aligned} mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}} + NR_{si} B_g - mNB_{oi} - NB_{oi} + NB_o - NR_s B_g = \\ N_p B_o - N_p R_s B_g + N_p R_p B_g - (W_e - W_p B_w) \end{aligned} \quad (2-36)$$

Factorizando N y B_o , y sustituyendo B_{oi} por B_{ti} :

$$N \left[(B_t - B_{ti}) + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \right] = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w) \quad (2-37)$$

Despejando N:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (2-38)$$

Esta ecuación es equivalente a la derivada originalmente por Schilthuis⁶. La equivalencia puede establecerse sumando y restando $N_p B_g R_{si}$ en la ecuación (2-38). La ecuación de Schilthuis desarrollada en 1936, es:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti} + mB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)} \quad (2-39)$$



2.1.6.6 Consideraciones sobre la Ecuación de Balance de Materia

Se estima conveniente indicar las siguientes características de dicha ecuación:

La ecuación de balance de materia (E. B. M.) es un modelo matemático en el que se considera al yacimiento como un recipiente de volumen constante. Su aplicación a porciones de un yacimiento conduce generalmente a errores substanciales.

La ecuación contiene tres incógnitas: N , W_e y m , por lo que es necesario determinar el valor de una o dos de ellas por otros procedimientos. Para aplicar la ecuación de balance de materia (E. B. M.) es necesario contar con información confiable sobre la producción de fluidos y la variación de la presión del yacimiento. Asimismo, se debe de disponer de datos de laboratorio, sobre las propiedades de los fluidos, que representan las condiciones de vaporización que se esperan en el yacimiento.

En la derivación de la ecuación de balance de materia (E. B. M.) se considera que no existe segregación del gas liberado en la zona de aceite. Tampoco se consideró la expansión de la roca y el agua congénita.

Se observa de la ecuación (2-38), que su numerador y denominador tienden a cero al principio de la explotación de un yacimiento o cuando se mantiene su presión por un activo empuje hidráulico. En estas condiciones el valor de N es indeterminado y la ecuación de balance de materia (E. B. M.) puede proporcionar datos absurdos.

El valor de N se obtiene también por métodos volumétricos. Este valor debe concordar, con una diferencia menor del 10%, con el obtenido por la ecuación de balance de materia (E. B. M.)

Si el yacimiento no contiene casquete de gas ($m = 0$), la ecuación de balance de materia (E. B. M.) es:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})] - (W_e - W_p B_w)}{B_t - B_{ti}} \quad (2-40)$$

Si no existe entrada de agua ($W_e = 0$), ni casquete de gas ($m = 0$), y la producción de agua es despreciable:

$$N = \frac{N_p [B_t + B_g (R_p - R_{si})]}{B_t - B_{ti}} \quad (2-41)$$

La ecuación de balance de materia (E. B. M.) se expresa comúnmente en la forma siguiente:

$$N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + W_e = N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] + W_p B_w \quad (2-42)$$



En esta forma se indica que la expansión de aceite y gas iniciales más la entrada de agua al yacimiento es igual al volumen total de fluidos producidos (o desplazados del yacimiento) @ c.y.

$N (B_t - B_{ti})$ representa la expansión del aceite y su gas disuelto contenido originalmente en el yacimiento.

$NmB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$ es la expansión del gas del casquete original.

W_e es el volumen de agua que invade al yacimiento y corresponde generalmente a la expansión del acuífero.

$N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)]$ es el volumen total de hidrocarburos producidos o desplazados = $N_p B_o$ (aceite más gas disuelto) + $N_p B_g R_p$ (gas total) - $N_p B_g R_s$ (gas disuelto).

Se indicó que en la derivación de la ecuación (1-38) no se considera la expansión de la roca y del agua congénita. El efecto de estas expansiones es generalmente despreciable, ya que la compresibilidad del gas, el cual es el principal agente interno desplazante, es mucho mayor que la del agua y la roca.

Si por alguna razón se juzga conveniente tomar en cuenta la expansión de los elementos mencionados, se tiene que incluir en la ecuación de balance de materia (E. B. M.) los términos correspondientes, quedando la ecuación:

$$N(B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + \left(\frac{NB_{ti}}{1 - S_{wio}} + \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wig}} \right) C_f \Delta_p + W_e + \left(\frac{NB_{ti} S_{wio}}{1 - S_{wio}} + \frac{mNB_{ti} S_{wig}}{1 - S_{wig}} \right) C_w \Delta_p = \quad (2-43)$$

$$N_p [B_t + B_g (R_p - R_{ti})] + W_p B_w$$

$$\frac{NB_{ti}}{1 - S_{wio}} \quad \text{y} \quad \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wig}}$$

En esta ecuación son los volúmenes de poros en las zonas de aceite y en el casquete de gas. Estos términos multiplicados por las saturaciones de agua correspondientes dan los volúmenes de agua en ambas zonas.



2.2 Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados exclusivamente por átomos de carbono e hidrógeno. Se obtienen a partir del petróleo o del gas natural mediante destilación fraccionada. Se dividen en: alifáticos, cíclicos y aromáticos.

El carácter de aromaticidad se debe a la existencia de dobles enlaces conjugados en anillos cíclicos. Son saturados los hidrocarburos alifáticos cuyos átomos de carbono están unidos entre sí por enlaces sencillos. Cuando se unen mediante dobles o triples enlaces son hidrocarburos no saturados.



Los hidrocarburos alifáticos saturados responden a la fórmula general C_nH^{2n+2} donde n es el número de átomos de carbono. Se nombran según el número de átomos de carbono de la cadena, terminados en -ano.

Cuando el hidrocarburo pierde un hidrógeno, queda un radical. Éste recibe la misma denominación que el hidrocarburo del que procede, pero terminado en -ilo, si se dice el nombre aislado, y en -il, si se dice formando parte de un compuesto.

Las principales propiedades de los hidrocarburos saturados son:

- Los puntos de fusión y ebullición aumentan con el número de átomos de carbono. Los valores más bajos corresponden a los hidrocarburos de cadena ramificada.
- Son insolubles en agua pero se disuelven en disolventes orgánicos tales como el éter, benceno o sulfuro de carbono.
- Su reactividad química es pequeña (de ahí el nombre de parafinas), debido a la alta estabilidad del enlace C-H. En condiciones adecuadas se producen las reacciones de:
 - Combustión: Es la reacción más importante. Es el fundamento del uso de los hidrocarburos como combustibles al desprender una gran cantidad de energía. En todos los casos se desprende dióxido de carbono y agua.



- Craqueo: Es la descomposición de los hidrocarburos en otros hidrocarburos de menor número de átomos de carbono. Cuando se realiza con calor se denomina craqueo térmico. Si tiene lugar mediante catalizadores es el craqueo catalítico. Esta reacción se utiliza para obtener gasolinas a partir de otras fracciones petrolíferas más pesadas.
- Halogenación: Procede de sustituir un hidrógeno del hidrocarburo por un halógeno. Para ello hay que irradiar adecuadamente la mezcla hidrocarburo-halógeno. La reacción transcurre mediante radicales libres.

Los hidrocarburos saturados se obtienen a partir del petróleo o del gas natural. Pueden también sintetizarse en laboratorio. Uno de los procedimientos que se emplean es la adición de hidrógeno a los dobles enlaces de los alquenos y los alquinos. Esta reacción se produce en presencia de catalizadores de paladio, platino o níquel, para formar alcanos con igual esqueleto carbonado.

Alcanos

Propiedades físicas:

- Las temperaturas de fusión y ebullición aumentan con el número de carbonos y son mayores para los compuestos lineales dado que pueden compactarse más aumentando las fuerzas intermoleculares.
- Son menos densos que el agua y solubles en disolventes apolares.

Propiedades químicas:

- Son bastantes inertes debido a la elevada estabilidad de los enlaces C-C y C-H y a su baja polaridad. No se ven afectados por ácidos o bases fuertes ni por oxidantes como el permanganato. Sin embargo la combustión es muy exotérmica aunque tiene una elevada energía de activación.
- Las reacciones más características de los alcanos son las de sustitución.

Los hidrocarburos alifáticos no saturados son aquellos que presentan enlaces dobles o triples entre carbonos en su molécula. Cuando hay al menos un doble enlace, reciben el nombre de alquenos, olefinas o hidrocarburos etilénicos (por ser el etileno el más importante de la serie). Si existe al menos un triple enlace, se denominan alquinos o hidrocarburos acetilénicos (por el acetileno, primer miembro de la serie). Los hidrocarburos aromáticos son derivados del benceno y reciben este nombre porque muchos de ellos tienen un olor intenso y generalmente agradable.



Alquenos

Las reacciones típicas de los alquenos son las de adición al doble enlace:

- Adición: Adición de hidrógeno en presencia de catalizador, al doble enlace, produciendo alcanos.
- Adición de halógenos: Los alquenos adicionan halógeno disuelto en un disolvente inerte a temperatura ambiente.
- Polimerización: Adición de moléculas sencillas para formar polímeros (macromoléculas) de gran importancia a nivel industrial.

Propiedades físicas:

- Las temperaturas de fusión son inferiores a las de los alcanos con igual número de carbonos puesto que la rigidez del doble enlace impide un empaquetamiento compacto.

Propiedades químicas:

- Las reacciones más características de los alquenos son las de adición

Alquinos

Se caracterizan por tener enlaces triples. El carbono del enlace triple se enlaza mediante una hibridación *sp* que da lugar a dos enlaces simples *sigma* formando 180 grados y dos enlaces *pi*. La deslocalización de la carga en el triple enlace produce que los hidrógenos unidos a él tengan un carácter ácido y puedan dar lugar a alquiluros. El alquino más característico es el acetileno HCCH, arde con una llama muy caliente (2,800°C) debido a que produce menos agua que absorbe menos calor.

Sus propiedades físicas y químicas son similares a las de los alquenos. Las reacciones más características son las de adición.

Hidrocarburos aromáticos

Estos hidrocarburos son derivados del benceno, C₆H₆, líquido de punto de ebullición 80°C, inmisible en agua, buen disolvente de compuestos orgánicos, como colorantes, barnices, etcétera, y materia prima base de muchas sustancias de la industria química.

Estos hidrocarburos se obtienen a partir del refino y de la transformación del petróleo. Las reacciones típicas de los hidrocarburos aromáticos son las de sustitución, en las que se reemplaza un hidrógeno del núcleo bencénico por un grupo funcional:

- Nitración: Se sustituye un hidrógeno por el grupo nitro -NO₂.
- Halogenación: Se sustituye un hidrógeno por un halógeno.
- Sulfonación: Se sustituye un hidrógeno por un grupo -SO₃H.



2.2.1 Gases Ideales y Gases Reales

2.2.1.1 Gases Ideales

La teoría atómica de la materia define los estados, o fases, de acuerdo al orden que implican. Las moléculas tienen una cierta libertad de movimiento en el espacio. Estos grados de libertad microscópicos están asociados con el concepto de orden macroscópico. Las moléculas de un sólido están colocadas en una red, y su libertad está restringida a pequeñas vibraciones en torno a los puntos de esa red. En cambio, un gas no tiene un orden espacial macroscópico.

Sus moléculas se mueven aleatoriamente, y sólo están limitadas por las paredes del recipiente que lo contiene.

Se han desarrollado leyes empíricas que relacionan las variables macroscópicas. En los gases ideales, estas variables incluyen la presión (p), volumen (V) y temperatura (T). A bajas presiones, las ecuaciones de estado de los gases son sencillas:

La ley de Boyle-Mariotte afirma que el volumen de un gas a temperatura constante es inversamente proporcional a la presión.

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (2-44)$$

La ley de Charles y Gay Lussac afirma que el volumen de un gas a presión constante es directamente proporcional a la temperatura absoluta.

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad (2-45)$$

Otra ley afirma que a volumen constante la presión es directamente proporcional a la temperatura absoluta:

$$\frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2} \quad (2-46)$$

Resumiendo:

$$P_1 \frac{V_1}{T_1} = P_2 \frac{V_2}{T_2} = Cte. \quad (2-47)$$

Definiendo las condiciones normales de presión y temperatura (CNPT) como, 1 atmósfera y 273 °K, para el volumen que ocupa un mol de cualquier gas (22.4 dm³), esta constante se transforma en:

$$constante = 1 \text{ atmósfera} \cdot 22.4 \text{ dm}^3 / 273 \text{ °K} \cdot \text{mol} = 0,08205 \text{ atmósferas} \cdot \text{dm}^3 / \text{°K} \cdot \text{mol}$$

Y se define R como la constante de los gases ideales:

$$R = 0.08205 \text{ atmósfera} \cdot \text{dm}^3 / \text{°K} \cdot \text{mol}$$



La combinación de estas leyes proporciona la ley de los gases ideales, también llamada ecuación de estado del gas ideal:

$$PV = nRT \quad (2-48)$$

Donde:

P = Presión

V = Volumen

n = Moles de gas

R = Constante universal de los gases ideales

T = Temperatura en °K

2.2.1.2 Gases Reales

Los gases reales son los que en condiciones ordinarias de temperatura y presión se comportan como gases ideales; pero si la temperatura es muy baja o la presión muy alta, las propiedades de los gases reales se desvían en forma considerable de las de los gases ideales.

Las condiciones o postulados en que se basa la teoría cinética de los gases no se pueden cumplir y la situación en que más se aproximan a ellas es cuando la presión y la temperatura son bajas; cuando éstas son altas el comportamiento del gas se aleja de tales postulados, especialmente en lo relacionado a que no hay interacción entre las moléculas de tipo gravitacional, eléctrica o electromagnética y a que el volumen ocupado por las moléculas es despreciable comparado con el volumen total ocupado por el gas; en este caso no se habla de gases ideales sino de gases reales.

Como el gas real no se ajusta a la teoría cinética de los gases, tampoco se ajusta a la ecuación de estado y se hace necesario establecer una ecuación de estado para gases reales. La ecuación más sencilla y la más conocida para analizar el comportamiento de los gases reales presenta la siguiente forma:

$$pV = n ZRT \quad (2-49)$$

donde:

P : Presión absoluta.

V : Volumen.

n = Moles de gas

R : Constante universal de los gases.

T : Temperatura absoluta.

Z se puede considerar como un factor de corrección para que la ecuación de estado se pueda seguir aplicando a los gases reales. En realidad Z corrige los valores de presión y volumen leídos para llevarlos a los verdaderos valores de presión y volumen que se tendrían si el mol de gas se comportara a la temperatura T como ideal. Z se conoce como factor de súper compresibilidad, y depende del tipo de gas y las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra; cuando éstas son bajas, próximas a las condiciones normales, Z se considera igual a uno.

Cuando se trata de gases reales, la presión indicada por el registrador de presión es menor que la presión a la que se encontraría el gas si fuera ideal pues hay que descontar las interacciones entre las moléculas y por otra parte el volumen disponible para el movimiento de las moléculas es menor que el volumen del recipiente puesto que no se puede despreciar el volumen ocupado por las moléculas.



2.2.1.3 Diferencias entre Gas Ideal y Gas Real

- Para un gas ideal la variable Z siempre vale uno, en cambio para un gas real, Z tiene que ser diferente de uno.
- La ecuación de estado para un gas ideal, prescinde de la variable Z ya que ésta, para un gas ideal, vale uno. Para un gas real, la formula queda de esta forma: $pV = znRT$, ya que la variable Z tiene que ser diferente de uno.
- La ecuación de Van Der Waals se diferencia de las de los gases ideales por la presencia de dos términos de corrección; uno corrige el volumen, el otro modifica la presión.
- Los gases reales, a presiones y temperaturas cercanas a las ambientales, actúan como gases ideales.

2.2.2 Ecuaciones de Estado

Un gas puede ser definido como un fluido homogéneo de baja densidad y baja viscosidad, el cual no tiene ni forma independiente ni volumen, pero se expande para llenar completamente el recipiente en el cual está contenido. Las propiedades de los gases difieren considerablemente de las propiedades de los líquidos, principalmente debido a que las moléculas en los gases son mucho más rápidas que las moléculas en los líquidos. Por ejemplo, un cambio en la presión tiene un efecto mayor sobre la densidad del gas que en un líquido.

El término ecuación de estado se utiliza para ecuaciones que relacionan volumen, presión y temperatura.

2.2.2.1 Comportamiento de los Gases Reales

Investigadores han propuesto cientos de ecuaciones de estado para gases reales. Se considerará primero la ecuación de estado de compresibilidad. Esta ecuación de estado es la única más comúnmente usada en la ingeniería petrolera. Esta ecuación tiene algunas limitaciones; por lo tanto, se examinarán posteriormente otras ecuaciones de estado las cuales son usadas en menor grado por los ingenieros petroleros.

2.2.2.2 Ecuación de Estado de Compresibilidad

Se ha demostrado de la teoría cinética que la ecuación de gas ideal tiene la forma correcta. El comportamiento en la mayoría de los gases reales no se desvía drásticamente del comportamiento predicho por esta ecuación. Una manera de escribir una ecuación de estado para un gas real es insertar un factor de corrección dentro de la ecuación de gas ideal, esto resulta en:

$$pV = znRT, \quad pV_M = zRT, \quad pv = \frac{zRT}{M}, \quad \text{y} \quad \rho_g = \frac{pM}{zRT}$$



donde:

- p = Presión
- V = Volumen
- n = Moles del gas
- R = Constante universal de los gases
- T = Temperatura
- V_M = Volumen del peso molecular del gas
- v = Volumen de la masa
- ρ_g = Densidad del gas
- M = Peso molecular

Así, el factor de corrección, z , es conocido como el factor de compresibilidad y la ecuación es conocida como la ecuación de estado de compresibilidad. La ecuación tiene varios nombres, tales como ecuación de compresibilidad o ecuación de los gases reales. El factor de compresibilidad es también conocido como el factor de desviación de gas, supercompresibilidad o factor z . A veces, el recíproco del factor de compresibilidad se le denomina supercompresibilidad.

El factor z es el ratio del volumen real ocupado por un gas, a una presión y temperatura dada, al volumen de gas que ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportó como un gas ideal.

$$z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \quad (2-50)$$

El factor z no es una constante. Varía con los cambios en la composición del gas, temperatura y presión. Debe ser determinado experimentalmente.

2.2.2.3 Ecuación de Estado de Van Der Waals

Uno de los intentos para representar el comportamiento de gases reales mediante una ecuación fue la ecuación de Van Der Waals (1873). El propuso la siguiente ecuación:

$$\left(p + \frac{a}{V_M^2} \right) (V_M - b) = RT \quad (2-51)$$

Esta ecuación difiere de la ecuación de los gases ideales por la adición del término $\frac{a}{V_M^2}$ a la presión, y la sustracción de la constante b del volumen molar.

El término $\frac{a}{V_M^2}$ representa un intento de corregir la presión para las fuerzas de atracción entre las moléculas. La presión verdadera ejercida sobre las paredes del recipiente por el gas real es menor, por la cantidad del término $\frac{a}{V_M^2}$, que la presión ejercida por un gas ideal.



La constante b es considerada como la corrección al volumen molar debido al volumen ocupado por las moléculas. Las constantes a y b son características del gas en particular, mientras que R es la constante universal de los gases.

La ecuación de Van Der Waals es una mejora a la ecuación de los gases ideales. La ecuación de Van Der Waals es presentada aquí para ilustrar la base semiteórica, la cual los investigadores han usado para desarrollar las ecuaciones de estado de la forma básica de la ecuación de los gases ideales.

Ecuaciones como la ecuación de Van Der Waals son a menudo llamadas ecuaciones de estado con dos constantes, aunque realmente haya tres constantes: a , b y R . Estas ecuaciones también son llamadas ecuaciones de estado cúbicas. La ecuación de Van Der Waals en forma cúbica es:

$$V_M^3 - \left(b + \frac{RT}{p}\right)V_M^2 + \left(\frac{a}{p}\right)V_M - \frac{ab}{p} = 0 \quad (2-52)$$

2.2.2.4 Ecuaciones de Estado en el Punto Crítico

Se ha visto que el isoterma de temperatura crítica sobre un diagrama presión-volumen para una sustancia pura tiene un punto horizontal de inflexión como el que pasa a través de la presión crítica.

Por lo tanto, para una sustancia pura en el punto crítico se tiene:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial V_M}\right)_{T_c} = 0 \quad y \quad \left(\frac{\partial^2 p}{\partial V_M^2}\right)_{T_c} = 0 \quad (2-53)$$

La observación experimental puede ser usada para derivar las ecuaciones para las constantes a y b en términos de temperatura y presión crítica de la sustancia.

Como un ejemplo, considerar la ecuación de estado de Van Der Waals. Al punto crítico estas tres ecuaciones se aplican:

$$\left(p_c + \frac{a}{V_{Mc}^2}\right)(V_{Mc} - b) = RT_c \quad (2-54)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial V_M}\right)_{T_c} = -\frac{RT_c}{(V_{Mc} - b)^2} + \frac{2a}{V_{Mc}^3} = 0 \quad (2-55)$$

y

$$\left(\frac{\partial^2 p}{\partial V_M^2}\right)_{T_c} = -\frac{2RT_c}{(V_{Mc} - b)^3} - \frac{6a}{V_{Mc}^4} = 0 \quad (2-56)$$



La combinación de estas tres ecuaciones resulta en:

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64p_c} \quad y \quad b = \frac{RT_c}{8p_c} \quad (2-57)$$

2.2.2.5 Avances Recientes en la Ecuación de Estado

La investigación de la ecuación de estado ha regresado recientemente al “espíritu de Van Der Waals”, que es, ecuaciones cúbicas con dos constantes. Muchas ecuaciones de esta forma han sido propuestas. Dos ecuaciones de estado aceptadas en la industria petrolera, la ecuación de Redlich- Kwong y la ecuación de Peng-Robinson, son ecuaciones cúbicas con dos constantes empíricas. Estas han sido ampliamente usadas para calcular propiedades físicas y el equilibrio líquido - vapor de las mezclas de hidrocarburos.

2.2.2.6 Ecuación de Estado de Redlich-Kwong.

Redlich-Kwong propusieron una ecuación de estado la cual toma en cuenta las dependencias de temperatura del término de atracción molecular en una manera similar a la de Clausius

$$\left[p + \frac{a}{T^{1/2}V_M(V_M + b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (2-58)$$

La ventaja sobre la ecuación de Clausius es que una tercera constante empírica no es incluida.

Soave sugirió que $\frac{a}{T^{1/2}}$ sea reemplazada con un término dependiente de la temperatura, a_T .

$$\left[p + \frac{a_T}{V_M(V_M + b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (2-59)$$

El factor varía con la temperatura, esto no es un inconveniente, puesto que la mayoría de las aplicaciones de esta ecuación son a temperatura constante. La ecuación para a_T es:

$$a_T = a_c \alpha \quad (2-60)$$

donde a_c es el valor a_T de a temperatura crítica y α es un término adimensional dependiente de la temperatura el cual tiene un valor de 1.0 a temperatura crítica. Esta modificación es a menudo llamada la ecuación de estado de Redlich-Kwong- Soave.

Haciendo la primera y segunda derivada de la ecuación (2-58) igual a cero al punto crítico resulta en:

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{p_c} \quad y \quad a_c = 0.42747 \frac{R^2T_c^2}{p_c} \quad (2-61)$$

Las unidades de b y



a_c dependen de las unidades del valor seleccionado de R .

Los valores de α son obtenidos de:

$$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - T_r^{1/2}) \quad (2-62)$$

donde:

$$m = 0.480 + 1.574\omega^2 \quad (2-63)$$

donde ω es el factor acéntrico de Pitzer. El cual está definido como:

$$\omega = -(\log p_{vr} + 1) \text{ a } T_r = 0.7 \quad (2-64)$$

donde p_{vr} es la presión de vapor reducida, evaluada a $T_r = 0.7$. Por lo tanto, el factor acéntrico es una constante para cada sustancia pura.

2.2.2.7 Ecuación de Estado de Peng-Robinson.

Peng y Robinson propusieron una forma un poco diferente del término de atracción molecular.

$$\left[p + \frac{a_T}{V_M(V_M + b) + b(V_M - b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (2-65)$$

El término depende de la temperatura como en la ecuación de estado de Redlich-Kwong- Soave; sin embargo, no tiene exactamente los mismos valores. Los coeficientes se calculan como sigue:

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \text{ y } a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (2-66)$$

$$a_T = a_c \alpha \quad (2-67)$$

donde:

$$\alpha^{1/2} = 1 + m(1 - T_r^{1/2}) \quad (2-68)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (2-69)$$

2.2.2.8 Reglas de Mezcla

Las siguientes reglas de mezcla se recomiendan para usar tanto con la ecuación de estado de Redlich-Kwong- Soave como con la ecuación de estado de Peng-Robinson.

$$b = \sum_j y_j b_j \text{ y } a_T = \sum_i \sum_j y_i y_j a_{T,ij} \quad (2-70)$$



donde

$$a_{T,j} = \sum_i \sum_j y_i y_j (a_{Ti} a_{Tj})^{1/2} \quad (2-71)$$

eso es:

$$a_T = \sum_i \sum_j y_i y_j (a_{Ti} a_{Tj})^{1/2} (1 - \delta_{ij}) \quad (2-72)$$

Los términos δ_{ij} son coeficientes de interacción binarios, los cuales se asumen son independientes de la presión y de la temperatura. Los valores de los coeficientes de interacción binaria se obtienen mediante el ajuste de la ecuación de estado a los datos de equilibrio para cada mezcla binaria. Los coeficientes de interacción binaria tienen valores diferentes para cada par binario y también toman diferentes valores para cada ecuación de estado

2.2.3 Comportamiento de Fases de Mezclas de Hidrocarburos

Una vez terminadas las operaciones de perforación y terminación de un pozo petrolero, la primera actividad a realizar es abrirlo a producción. Los fluidos aportados por el yacimiento, los cuales siguen una trayectoria de flujo a través del sistema integral de producción, experimentan una serie continúa de cambios de fase, debido a las caídas de presión y temperatura existentes en la trayectoria de flujo.

Los fluidos producidos contienen gas en solución, al disminuir la presión, éste será liberado formando así, un sistema de dos fases, gas-aceite.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- La composición de los hidrocarburos.
- Los cambios de presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (decrece su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- Expansión del gas libre producido.
- Encogimiento del aceite saturado (por efecto del gas liberado).
- Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas).

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases tal como se muestra en la Figura 2.5. En este diagrama de presión vs temperatura (p-T), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

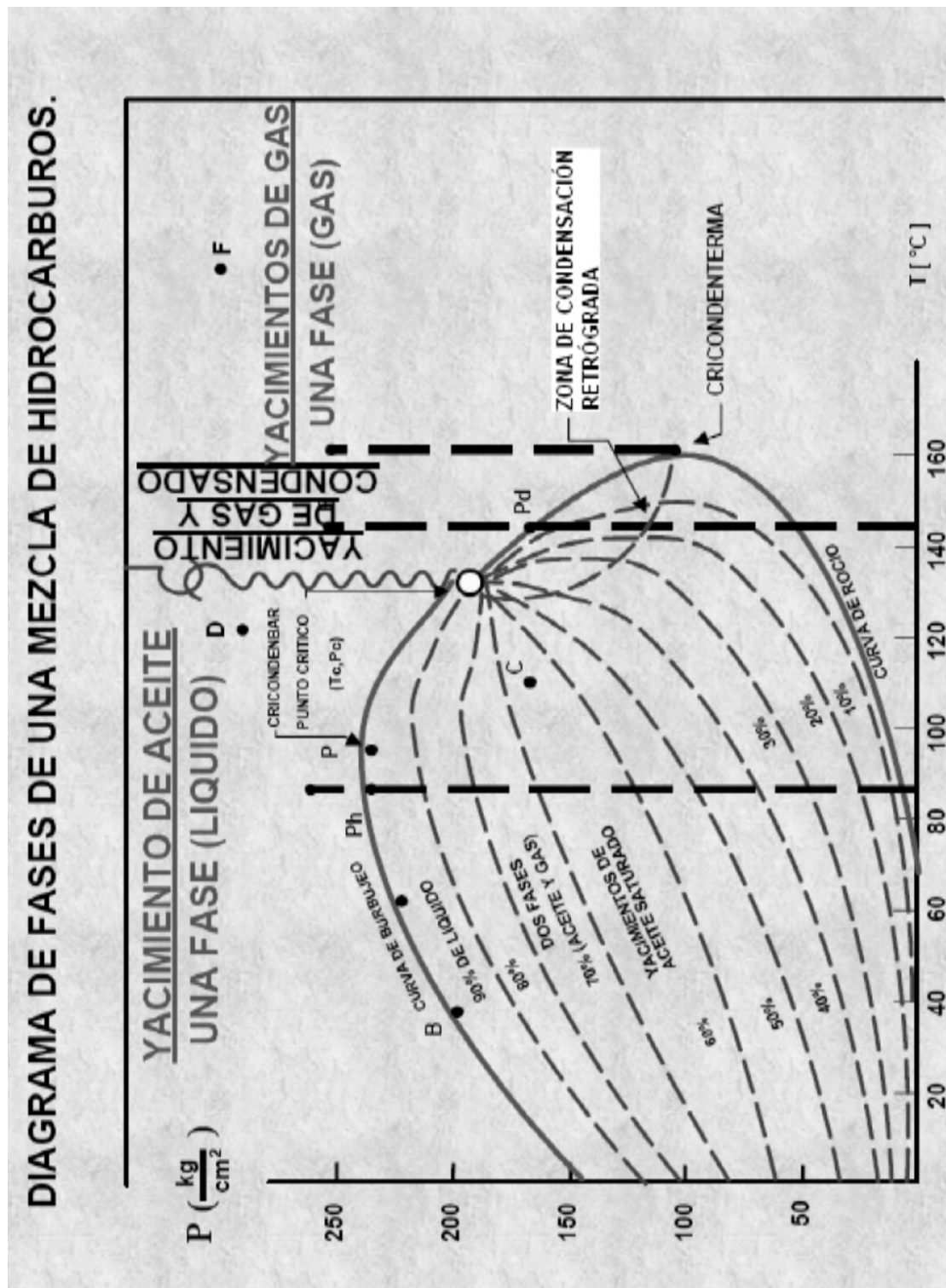


Figura 2.5 Diagrama de fases típico para una mezcla de hidrocarburos.



Antes de clasificar los yacimientos con sus correspondientes diagramas de fase, se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados.

Propiedades Intensivas. Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada.

Punto Crítico. Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión Crítica. Es la presión correspondiente al punto crítico, es decir, en las que las propiedades del gas y líquido convergen.

Temperatura Crítica. Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

Curva de Burbujeo (Ebullición). Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de Rocío (Condensación). Es el lugar geométrico de los puntos presión – temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

Región de Dos Fases. Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten en equilibrio las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara. Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma. Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Zona de Condensación Retrógrada. Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.

Aceite Saturado. Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra está en equilibrio con el gas del sistema.

Aceite Bajosaturado. Es el que a las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentra es capaz de disolver más gas.

La clasificación de los yacimientos usando diagramas de fase, se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento (tabla 2. 1).



Tipo	Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas		
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco
Características					
Diagrama de Fase					
Temperatura	Ty < Tc	Ty ≤ Tc	Tc < Ty < Cricondentherma	Ty > Cricondentherma	Ty > Cricondentherma
Punto Crítico	PC. A la derecha de la Cricondenbara	PC. Cercano a la Cricondenbara	PC. A la izquierda de la Cricondenbara	PC. A la izquierda de la Cricondenbara	PC. A la izquierda de la Cricondenbara
Estado en el Yacimiento	Si P > Pb @ Ty yac. Bajosaturado (1 Fase) Si P ≤ Pb @ Ty yac. Saturado (2 Fases)	Si P > Pb @ Ty yac. Bajosaturado (1 Fase) Si P ≤ Pb @ Ty yac. Saturado (2 Fases)	Si P > Pr @ Ty yac. Bajosaturado (1 Fase) Si P ≤ Pr @ Ty yac. Saturado (2 Fases)	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre se está en estado gaseoso	Py nunca entra a la región de 2 fases, en el yac. siempre se está en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegadas a la línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades			Fenómenos Retrógrados		
Producción en Superficie	Dentro Región 2 F	Dentro Región 2 F	Dentro Región 2 F	Dentro Región 2 F	Fuera Región 2 F
Composición	Grandes cantidades de pesados en mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en mezcla original	Casi puros compuestos ligeros en mezcla original
RGA (m ³ /m ³)	< 200 -	200 - 1000	500 - 15,000	10,000 - 20,000	> 20,000
Densidad Líquido (gr/cm ³)	> 0.85	0.85 - 0.78	0.82 - 0.75	0.80 - 0.75	< 0.75
Color Líquido	Oscuro	Ligeramente Oscuro	Ligeramente Coloreado	Casi Transparente	Transparente

Tabla 2.1 Clasificación de yacimientos mediante diagrama de fases.



2.2.3.1 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

También llamados de aceite negro. En este tipo de yacimientos sus líquidos son fluidos cuyo contenido de componentes intermedios C3 a C6, es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados, mayores a C7, la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente esta a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbuja de sus fluidos, a temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos, se dice que el yacimiento es, o esta, saturado.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas-aceite bajas, generalmente menores de $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, más de $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$, siendo el gas generalmente pobre en licuables, menos de 30 Bls/106 p3.

2.2.3.2 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

También llamados como de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En este tipo de yacimientos se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, su punto crítico está cerca de la cricondenbara y las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto encogimiento de sus componentes intermedios. La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzca modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Es obvio, que para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre en la región de dos fases del diagrama. Como el tipo anterior, puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, igual o menor que la presión de burbuja de sus fluidos.

2.2.3.3 Yacimiento de Gas y Condensado

En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas-aceite producido. Yacimiento cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.



2.2.3.4 Yacimiento de Gas Húmedo

Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa la cual se conservará durante la vida productora del yacimiento puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entran a la región de dos fases, en superficie se tendrá por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

2.2.3.5 Yacimiento de Gas Seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de 2 fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-aceite mayor de 20,000 m³/m³, se considera de gas seco.

2.2.3.6 Yacimiento Bajosaturado

En este tipo de yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar este tipo de yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento.

Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

2.2.4 Análisis pVT

Los análisis PVT son experimentos en donde una muestra de aceite preservado se somete a cambios de presión, volumen y temperatura, con el objetivo de obtener datos que permitan reproducir su comportamiento termodinámico a través de ecuaciones de estado existentes (Figura 2.6). Fundamentalmente existen 3 procedimientos de laboratorio para análisis PVT: convencional, a volumen constante y de simulación de condiciones de separación en campo. Los 2 primeros tratan de simular el comportamiento de fluidos en el yacimiento y el último en superficie.



Los 2 que tratan el comportamiento de fluidos en yacimiento difieren fundamentalmente en la forma de simular el agotamiento de la presión de yacimiento, debido a la producción. En ambos, se efectúa una separación flash a composición total y temperatura del yacimiento constante, que consiste en efectuar el cambio de presión, mediante cambios en el volumen ocupado por la muestra; operación en la que se determina con precisión el punto de burbuja o el punto de rocío y una separación diferencial que simula el agotamiento gradual de la presión del yacimiento.

En la separación diferencial del método convencional, durante el agotamiento de la presión del yacimiento se lleva a cabo la extracción del gas total que se libera a presiones menores que la presión de burbuja, dejando únicamente como muestra residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto. En la separación diferencial en el método a volumen constante, durante el agotamiento se extrae sólo una parte del gas liberado a presiones menores que la presión de burbuja o de rocío, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbuja o de rocío; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez más grande.

El método para simular condiciones de separación en campo permite para una muestra dada, jugar con las condiciones de presión y temperatura de operación de los separadores en campo, para obtener las condiciones óptimas de operación, o para un conjunto de condiciones de operación dado, obtener los parámetros óptimos a que debe tenderse en campo.

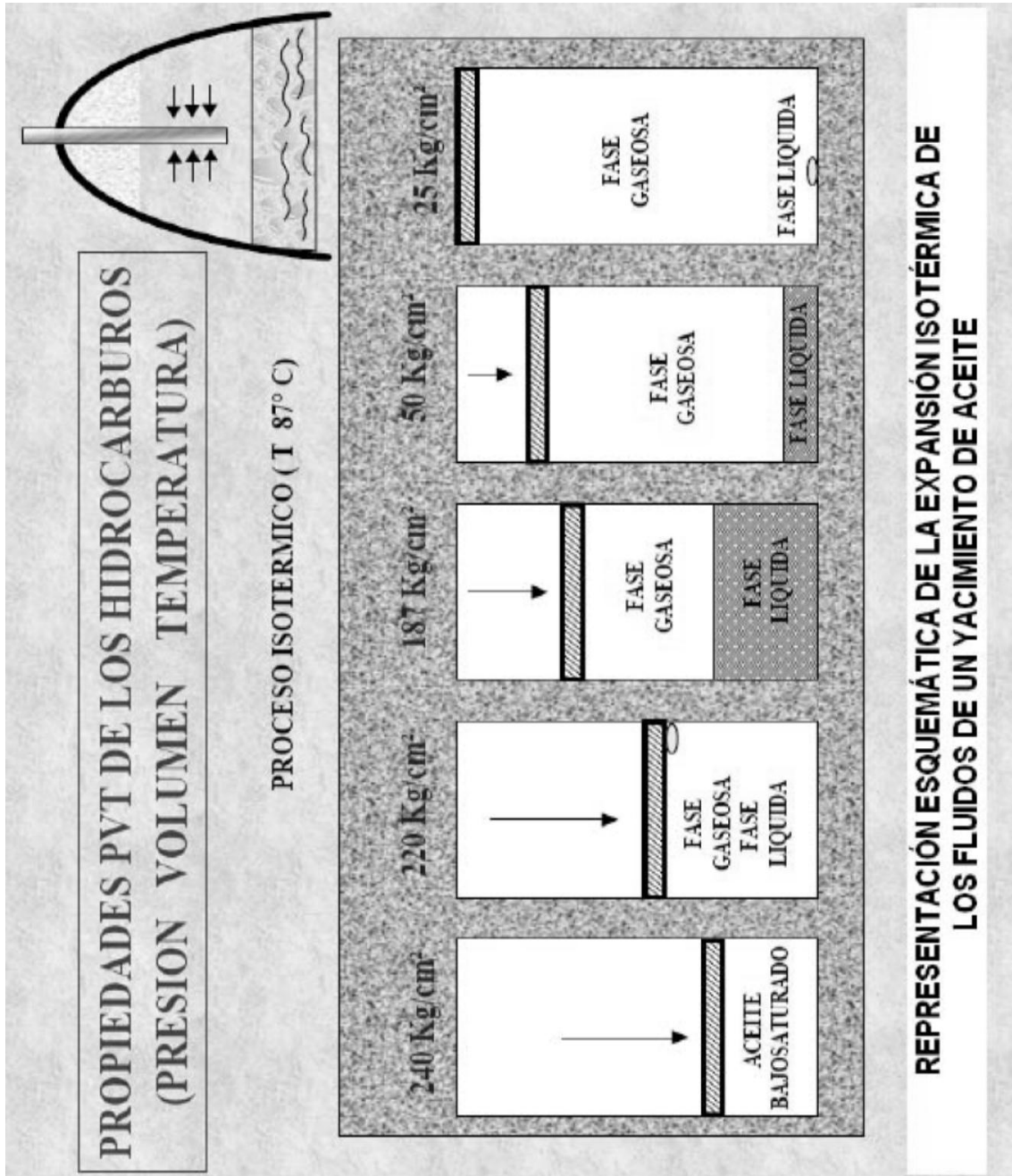


Figura 2.6 Propiedades PVT de los hidrocarburos.

Factor de Volumen de Aceite (B_o). Es el volumen que ocupa en el yacimiento, con su gas disuelto, un metro cúbico de "aceite muerto" en la superficie.

$$B_o = \frac{\text{Volumen (aceite + gas disuelto) @ c.y.}}{\text{Volumen de aceite muerto @ c.b.}} \quad (2-73)$$



Involucra:

- a) Expansión del aceite al disolver gas
- b) Expansión térmica del aceite con su gas disuelto
- c) Compresión del aceite con su gas disuelto

Predominan a) y b) sobre c) por lo que por lo general $B_o > 1$.

Factor de Volumen de Gas (B_g). Es el volumen que ocupa en el yacimiento un metro cúbico de gas medido en la superficie @ condiciones base.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c.y.}}{\text{Volumen de gas @ c.b.}} \quad (2-74)$$

de acuerdo con la Ley de los Gases se puede expresar como:

$$B_g = \frac{V @ c.y.}{V @ c.b.} = \frac{Z_y n R T_y / P @ c.y.}{Z @ c.b. n R T @ c.b. / P @ c.b.} = \frac{Z_y}{Z @ c.b.} \frac{T_y}{T @ c.b.} \frac{P @ c.b.}{P_y} \quad (2-75)$$

considerando como condiciones base: $P @ c.b. = 1 \text{ atm} = 1.035 \text{ kg/cm}^2$, $T @ c.b. = 20^\circ\text{C} = 293^\circ\text{K}$ y

$$B_g = 3.5256 \times 10^{-3} \frac{Z_y T_y \left(\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right)}{P_y} \quad (2-76)$$

Relación Gas Disuelto-Aceite (R_s). Esta relación indica el volumen de gas disuelto en el aceite @ c. y., pero el gas @ c. b., asociado a un metro cúbico de aceite, @ c. b.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de Gas Disuelto (en el aceite @ c.y.) @ c.b.}}{\text{Volumen de aceite @ c.b.}} \quad (2-77)$$

Factor de Volumen de la Fase Mixta (B_t) ($T = \text{cte}$). Es el volumen que ocupa, @ c.y., el aceite con su gas disuelto más el gas liberado.

$$B_t = \frac{\text{Volumen (aceite + gas disuelto + gas liberado) @ c.y.}}{\text{Volumen de aceite @ c.b.}} \quad (2-78)$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (2-79)$$

De la expresión anterior se observa que = cuando la presión del yacimiento es mayor que la de saturación.



Factor de Volumen de Agua (B_w). Es el volumen que ocupa en el yacimiento, con su gas y sales disueltas, un metro cúbico de agua @ c. b.

La definición de es similar a la de , debido a que es pequeña la solubilidad del gas en agua, en comparación con la correspondiente en aceite, en algunos problemas de yacimientos se usa, para cualquier presión, como una aproximación razonable.

$$B_w = \frac{\text{Volumen (agua + gas disuelto + sales en solución) @ c.y.}}{\text{Volumen de agua @ c.b.}} \quad (2-80)$$

Compresibilidad Total del Sistema Roca - Fluidos (C_t). La compresibilidad es una medida del cambio en el volumen, con la presión, considerando un volumen dado.

$$C_t = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (2-81)$$

Se conoce como compresibilidad total de un sistema roca - fluido a la suma de la compresibilidad de cada fluido por su saturación, más la compresibilidad de la roca.

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (2-82)$$

Se le llama compresibilidad efectiva a un fluido, por ejemplo, al aceite bajosaturado, a la compresibilidad total entre la saturación del fluido:

$$C_{oe} = \frac{C_t}{S_o} = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o} \quad (2-83)$$

Compresibilidad del Aceite (C_o). Se define como el cambio en volumen por unidad volumétrica por el cambio unitario con relación de la presión. Se determina por métodos de laboratorio.

$$C_o = -1 \left[\frac{1}{v} \left(\frac{dv}{dp} \right) \right]_{T-cte} \quad (2-84)$$

Compresibilidad de la Roca. La compresibilidad de la roca debe ser medida en el laboratorio para el yacimiento en estudio ya que las correlaciones en el mejor de los casos dan solo un valor aproximado o del orden. La compresibilidad de la roca es función de la porosidad.

Densidad. Es la masa de una sustancia dividida entre el volumen de la misma (gr/cm^3).

Densidad Relativa de un Gas. Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire. El metano, con un peso molecular de 16.04 lb, tiene una densidad relativa de $16.04/28.97=0.55$.

Mole. Es el peso molecular de cualquier sustancia, por ejemplo, 16.04 lb de metano es una mole-libra. En igual forma una mole-gramo de metano son 16.04 gramos del mismo gas. Una mole-libra de gas ocupa 379 pies³ a condiciones estándar.



Fase. Es la parte de un sistema que difiere en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema de hidrocarburos, generalmente se presentan en dos fases, líquida y gaseosa.

Presión de Vapor. Es la presión que ejerce el vapor de una sustancia cuando ésta y el vapor están en equilibrio, el equilibrio se establece cuando el ritmo de evaporación de una sustancia es igual al ritmo de condensación de su vapor.

Relación Gas-Aceite. Son los metros cúbicos de gas producido por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar, las condiciones de separación como presión, temperatura y etapas, afectan dicho valor.

Aceite Estabilizado. Aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto, posteriormente a las condiciones estándar.

Aceite en el Tanque de Almacenamiento. Es el líquido que resulta de la producción de los hidrocarburos de un yacimiento a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen de las condiciones de separación empleadas, como son: número de etapas de separación, presiones y temperaturas. El aceite en el tanque se acostumbra reportarlo a condiciones estándar.

2.2.4.1 Estudios PVT

Algunas de las aplicaciones del estudio PVT son:

- a. Identificar correctamente los fluidos.
- b. Interpretar los resultados de las mediciones de presión utilizando valores de viscosidad, densidad y factor de volumen.
- c. Determinar las reservas de aceite y gas, factor de recuperación y el programa de desarrollo de un yacimiento.
- d. Simular el comportamiento del fluido del yacimiento a condiciones in – situ y en superficie.
- e. Estimar la vida útil de los pozos fluentes y seleccionar el método artificial más adecuado al mismo cuando se agote la presión.
- f. Diseñar las instalaciones de separación, líneas superficiales, estaciones de rebombeo, etc.
- g. Seleccionar el método óptimo para procesos de recuperación secundaria o mejorada.
- h. Evaluar mecanismos de desplazamiento en campo.

2.2.4.2 Datos del Pozo y del Yacimiento Necesarios para un Estudio PVT

1. Presión estática inicial del yacimiento.
2. Presión de fondo fluyendo durante el muestreo.
3. Presión y temperatura en la cabeza del pozo.
4. Temperatura del yacimiento.
5. Producción del pozo.
6. Gastos de aceite (Q_o) medido en separador y tanque. *o* Q
7. Gasto de gas (Q_g) medido en el separador. *g* Q



8. Gasto de agua (Q_w) medido en el separador y en el tanque. $w Q$
9. Contenido de H_2S , CO_2 u otro fluido particular.
10. Densidad del aceite en el tanque, presencia de arena, sedimentos, agua, etc.

2.2.4.3 Condiciones para una Toma de Muestra

- A. Yacimientos de Aceite. Muestras de fondo tomadas con el pozo cerrado o fluyendo y muestras de superficie (gas y aceite tomadas en el separador).
- B. Yacimientos de Gas. Muestras de superficie tomadas en el separador produciendo el pozo a un gasto mínimo.
- C. Yacimientos de Aceite Volátil. Muestras de superficie tomadas en el separador produciendo el pozo a un gasto mínimo

2.2.4.4 Volumen de Muestras Necesario para un Estudio pVT Completo

Muestras de Fondo: Tres muestras representativas de 600 cc.

Muestras de Superficie. Líquido de separadores: tres botellas de 600 cc.

Gas de separadores: Tres botellas de 20 litros.

Muestras de fondo tomadas con RFT o con DST, pueden ser utilizadas después de un control riguroso (de laboratorio) para la validez de las mismas.

2.3 Recuperaciones Secundaria y Mejorada

El Instituto Americano del Petróleo, (API, por sus siglas en inglés), ha propuesto las siguientes definiciones:

2.3.1 Recuperación Primaria

Es el petróleo, gas petróleo y gas recuperado por cualquier método, que es producido a través de un solo pozo. Estos fluidos pueden ser producidos mediante un mecanismo de empuje natural o de levantamiento artificial desde el fondo del pozo. La característica fundamental es que los fluidos son expulsados de la formación productora hacia el pozo utilizando únicamente la energía propia del yacimiento.

2.3.2 Recuperación Secundaria

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al mismo una energía externa, cualquiera que sea el tipo de ella.

Comúnmente esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica; la en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyecta a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.



La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que es el aspecto en que se afecta al yacimiento en su recuperación, se analizan sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

En un sentido amplio y de acuerdo con la definición, bajo el criterio de proporcionar energía adicional al yacimiento, extraña a la propia, cualquier acción encaminada a realizar una explotación de los hidrocarburos bajo esa premisa (proporcionar energía al yacimiento) debe considerarse dentro del terreno de la recuperación secundaria; sin importar el tiempo en que esto se realice ni los tipos o medios para aplicarla.

Tradicionalmente en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para represionarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. Al explotar el yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es a lo que se había venido entendiendo como recuperación secundaria.

De acuerdo con esta tradición se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo la presión entre los valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue precisamente a este tipo de explotación a lo que durante muchos años se le llamó “mantenimiento de presión”. Recientemente con el advenimiento de nuevas técnicas sofisticadas en su operación y costosas algunas de ellas, pero efectivas en muchas ocasiones, se ha venido acuñando el término de “recuperación mejorada”, así como otros equivalentes tendientes a indicar bajo impulsos comerciales en ocasiones que se trata de métodos, varios de ellos patentados, que aumentan la recuperación en forma notable.

El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación de las mismas proporcionada por los aditivos que los caracterizan, así como por sus combinaciones. Se puede apreciar que desde el punto de vista de la aplicación de energía extraña a la del yacimiento, sin importar el tipo, el tiempo en que se aplica a los agentes que mejoren el trabajo que se realiza, el término de “recuperación secundaria” es genérico y representativo de realizar la explotación de los yacimientos con recursos adicionales a los propios de los yacimientos.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, etc.) para aflorar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicada a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.



Clasificación de los Métodos de Recuperación Secundaria

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

1. Inyección de agua
2. Inyección de gas natural, siempre y cuando este debajo de la presión de miscibilidad.

2.3.3 Recuperación Terciaria

Se refiere a la explotación de un yacimiento que con anterioridad ha sido explotado por recuperación secundaria. En otras palabras, es insistir en un yacimiento que ha sido barrido por recuperación secundaria, buscando incrementar su producción.

De acuerdo con lo visto, la recuperación terciaria es sólo un caso particular o modalidad de la recuperación secundaria.

La recuperación terciaria es una técnica posterior a la recuperación secundaria, sin embargo esto no aclara ni define perfectamente cual método se considera como recuperación secundaria y cual como recuperación terciaria, ya que el orden en el cual se apliquen dependerá de:

- a) Condiciones del yacimiento: Características tanto petrofísicas como de los fluidos que estén en el yacimiento.
- b) Condiciones económicas bajo las cuales se esté evaluando dicho proyecto.
- c) Disponibilidad de “insumos”.

Por lo anterior es posible que aun sin haber terminado de implantar un proceso de recuperación secundaria se decida la implantación de un proceso de recuperación terciaria o que sin haber realizado un proceso de recuperación secundaria o terciaria se realice un proceso de recuperación mejorada.

2.3.4 Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada a partir de inyectar energía al yacimiento, modifica el sistema roca – fluidos del yacimiento. Se define como la introducción de un empuje artificial y un mecanismo de desplazamiento dentro del yacimiento, para producir aceite no recuperable por métodos de recuperación primaria.

El propósito de la recuperación mejorada de aceite es el de restablecer la presión de formación y el flujo de fluidos en una porción sustancial del yacimiento por medio de la inyección de fluidos en pozos inyectoros localizados en rocas que tienen comunicación con los pozos productores.



Los métodos incluyen inyección de agua, inyección de sustancias químicas, inyección de gas y recuperación térmica. La inyección de sustancias químicas, muchos tipos de inyección de gas y los métodos térmicos son frecuentemente conocidos como métodos avanzados de recuperación mejorada de aceite, porque no solo restablecen la presión de formación, sino que mejoran el desplazamiento del aceite al vencer las fuerzas que mantienen el aceite atrapado en los poros de la roca.

La recuperación mejorada es un proceso de recuperación de aceite mediante la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento. Esta definición abarca los procesos de recuperación de aceite (tratamiento de pozo, manejo, empuje-jale, etc.) y cubre muchos agentes de recuperación de aceite. Lo más importante, la definición no restringe la recuperación mejorada a una fase en particular (primaria, secundaria o terciaria) en la vida productiva de un yacimiento. La recuperación primaria es un proceso de recuperación de aceite por mecanismos de empuje natural, gas de solución, empuje por casquete de agua, empuje por casquete de gas o drene gravitacional. La recuperación secundaria se refiere a las técnicas, tales como inyección de gas o agua, cuyo propósito, en parte, es mantener la presión del yacimiento.

La recuperación terciaria es una técnica cualquiera aplicada después de la recuperación secundaria. Casi todos los procesos de recuperación mejorada han sido probados en campo al menos como desplazamientos secundarios. Muchos métodos térmicos son comerciales en modos primarios y secundarios. Gran interés ha sido enfocado en la recuperación mejorada, pero esta definición no pone tal restricción.

La definición excluye la inyección de agua y se intentó excluir todos los procesos de mantenimiento de presión. A veces la última distinción no es clara puesto que los procesos de mantenimiento de presión tienen carácter de desplazamiento. Además, agentes tales como el metano en el empuje de gas a alta presión, o dióxido de carbono en un yacimiento con CO₂ sustancial residente no satisfacen la definición, ambos son claramente procesos de recuperación mejorada. Usualmente los casos de recuperación mejorada que caen fuera de la definición están claramente clasificados por el intento del proceso.

Los procesos de recuperación mejorada tendrán mayor auge en un futuro, ya que en un proceso de recuperación mejorada las instalaciones y en muchas ocasiones los pozos ya se encuentran presentes, por lo que únicamente es necesario hacer algunas modificaciones a las instalaciones que dependiendo de la magnitud de las mismas podrían resultar más rentables que el pensar en perforar y producir nuevos campos.

Actualmente la aplicación de métodos de recuperación mejorada pueden ser aplicados secuencialmente, como ejemplo, a un yacimiento antes de que termine su agotamiento natural se le puede aplicar inyección de agua y posteriormente antes de terminar con el proceso de inyección de agua se le puede aplicar inyección de CO₂ o inyección de algún otro gas. La mayoría de los métodos de recuperación mejorada proveen al yacimiento energía mecánica adicional al yacimiento.

Sin embargo en el caso de los métodos térmicos únicamente una pequeña parte de la energía suministrada es mecánica, que sería la suministrada por la inyección del fluido y este fluido inyectado será el que suministre al yacimiento la energía térmica.



Dicha energía puede ser latente, como por ejemplo en el caso de la combustión in-situ cuando el calor es generado por la reacción del oxígeno con parte del aceite in-situ. La eficiencia de un proceso de recuperación mejorada es una medición de su habilidad de proveer mayor recuperación de hidrocarburos que el agotamiento natural en un escenario económicamente atractivo.

2.3.4.1 Eficiencia de un Método de Recuperación Mejorada

La eficiencia de un método de recuperación mejorada depende de:

A. Características del yacimiento.

Los principales puntos que se encuentran en esta categoría son:

a) Profundidad promedio.

La profundidad del yacimiento tiene una importancia tanto económica como técnica. Por el lado técnico, los yacimientos someros dan un límite superior a la presión de inyección, ya que esta no debe ser superior a la presión de fracturamiento de la formación, en este caso los pozos de gran profundidad pocas veces tienen este problema.

Por el lado económico, el costo de un proyecto de recuperación mejorada va directamente relacionado con la profundidad del yacimiento, como ejemplo, los costos de pozos adicionales y/o los costos de compresión se elevarán conforme se incremente la profundidad del yacimiento, siendo este incremento mayor, cuanto mayor es la profundidad, en este punto también es importante considerar la accesibilidad existente hacia la zona donde se piensa implantar el proceso de recuperación mejorada.

b) Estructura de la formación.

En el caso de la estructura de la formación, el echado es uno de los puntos fundamentales que pueden afectar los procesos de recuperación mejorada, ya que dependiendo del grado del echado que tenga la formación, se puede llegar a tener o no canalizaciones y por lo tanto mayor o menor efectividad en el barrido de la formación, asimismo en algunos casos también el grado del echado juega un papel primordial ya que dependiendo del mismo se podrá o no favorecer la segregación gravitacional.

c) Grado de homogeneidad.

La homogeneidad juega un papel primordial en la recuperación mejorada, ya que con el objeto de tener una alta recuperación de hidrocarburos, no debe haber impedimentos para el flujo de fluidos dentro del yacimiento, como ejemplo de posibles impedimentos tenemos fallas sellantes, lentes estratigráficas, acuñamientos, variaciones en las propiedades como pueden ser porosidad y/o permeabilidad, heterogeneidades estratigráficas, etc.

d) Propiedades petrofísicas (permeabilidad, presión capilar, mojabilidad).

En esta categoría entran la porosidad, permeabilidad efectiva y/o relativa, presión capilar y mojabilidad, en conjunto todas y cada una de ellas debe ser analizadas para definir en qué casos se debe aplicar este proceso y si en realidad es ó no aplicable, como ejemplo en los casos en los que se tiene una mojabilidad de intermedia a mojada por aceite, un proceso de inyección de agua puede no ser aplicable, sin embargo debe de ser analizado en conjunto ya que al contar con una baja permeabilidad se puede pensar en la inyección de algún surfactante que pueda cambiar las características originales de mojabilidad y con esto hacer posible dicho proceso.



B. Naturaleza de los fluidos desplazantes.

En el caso de las características de los fluidos del yacimiento, se deben considerar todas y cada una de ellas, sin embargo para algunos autores la viscosidad es la más importante, en este caso se debe tomar en cuenta cual es el proceso que se desea implantar y como puede verse afectado al variar alguna de las propiedades del fluido.

Por ejemplo para los procesos en los que principalmente se desea el desplazamiento de los fluidos inmiscibles y que no presentan reacción alguna o que esta es mínima, la viscosidad será una de las propiedades más importantes, sin embargo en el caso de la inyección de CO₂ en un yacimiento con un alto contenido de asfáltenos, estos pueden ser más importantes puesto que debido a la precipitación de los mismos se puede taponar la formación y con ello el proceso no sería efectivo.

C. Arreglo existente entre pozos productores e inyectores.

Dependiendo de las características del yacimiento es posible tener diferentes arreglos entre los pozos productores e inyectores con el objeto de lograr un mejor barrido de los fluidos del yacimiento, así como optimizar los costos de operación del proceso de recuperación mejor

2.3.4.2 Clasificación de los Métodos de Recuperación Mejorada

Una vez expuesto lo anterior se continúa con la forma en que se clasifican los métodos de recuperación mejorada, los cuales se clasifican en tres grandes grupos de acuerdo al proceso principal que actúa sobre el yacimiento:

1. Recuperación Térmica.

- a. Estimulación con vapor.
- b. Recuperación por vapor.
- c. Inyección de agua caliente.
- d. Combustión in-situ.

2. Procesos Químicos.

- a. Inyección de surfactantes.
- b. Inyección de polímeros.
- c. Inyección alcalina.

3. Desplazamiento Miscible

- a. Inyección de bióxido de carbono
- b. Inyección de hidrocarburos ligeros.

Cabe señalar que aunque estos son los principales grupos en que se clasifican los mecanismos de recuperación mejorada, estos grupos no son excluyentes, ya que algunos métodos actúan en dos ó tres grupos en forma simultánea.

Finalmente, el autor Lake clasifica los métodos de recuperación mejorada de acuerdo a los rangos de aplicabilidad, primeramente considerando la gravedad °API del aceite crudo (Figura 2.7) y posteriormente considerando la presión y profundidad del yacimiento (Figura 2.8).

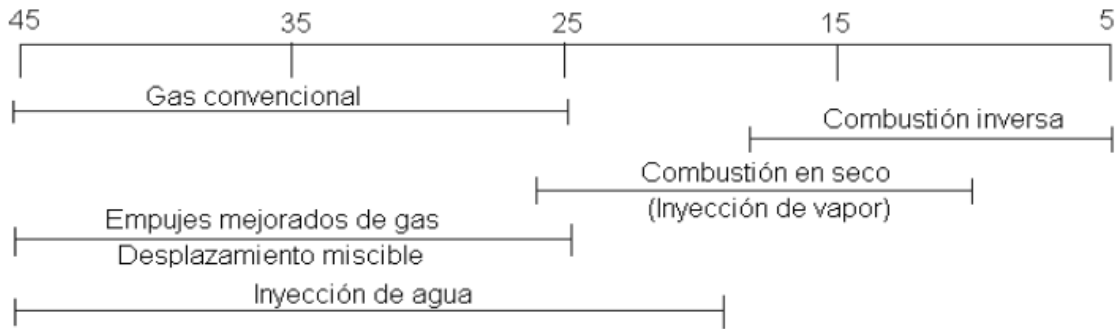


Figura 2.7 Rangos de aplicabilidad de varios procesos de recuperación mejorada en función de la densidad API del crudo.

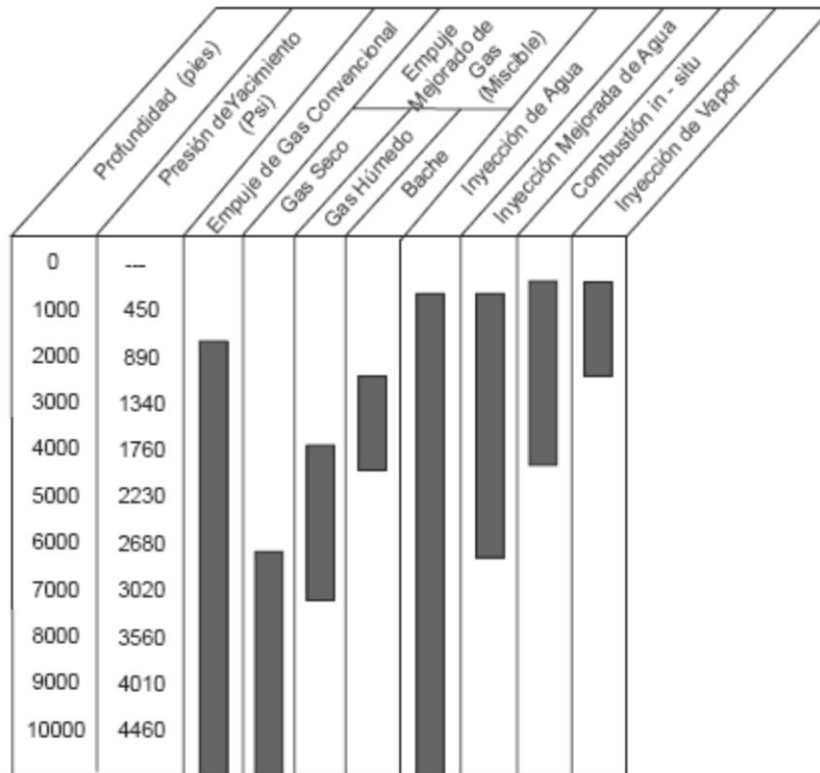


Figura 2.8 Rangos de presión y profundidad en los que encuentran aplicabilidad varios procesos de recuperación mejorada.



2.3.5 Procesos Miscibles y Procesos Inmiscibles

La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una inter-fase, se dice entonces que un fluido es solvente en otro.

La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejerce entre las moléculas de dos fluidos son iguales o mayores que aquellas que actúan entre moléculas de un mismo fluido.

Una condición para que dos fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre ambos; como un ejemplo de estos fluidos se puede citar la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el aceite con el agua. La mezcla no es un fenómeno químico; no hay reacción de este tipo.

Desplazamiento Miscible: El objetivo del desplazamiento miscible en un proceso de recuperación de aceite de un yacimiento es aumentar la eficiencia de desplazamiento en los poros de la roca que son invadidos, mediante la eliminación de las fuerzas de retención que actúan en todo proceso de desplazamiento con fluidos no miscibles como lo es el de inyección de agua. Estas fuerzas se deben al fenómeno de presión capilar, originando que gran parte del aceite quede atrapado en los poros de la roca almacenadora. La presión capilar es la diferencial de presión que existe en la interfase de dos fluidos.

Fuerzas de Tensión Interfacial (σ): El nombre de fuerzas de tensión superficial se debe a que en un principio, el fenómeno observado se explicó en términos de una tensión en una membrana elástica aparente, la cual se suponía que formaba la superficie libre de cualquier líquido, en realidad, las fuerzas de tensión superficial son el resultado de las interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas próximas a la superficie de un líquido y se explican mediante la teoría de la atracción molecular que cuando uno de los sistemas de moléculas en contacto es el aire, se le denomina "tensión superficial" el término genérico es el de "tensión interfacial", pero el concepto es el mismo.

Las fuerzas de tensión superficial se ejercen en las interfases entre:

- Un líquido y un gas
- Un líquido y un líquido
- Un líquido y un sólido

Procesos Fundamentales de Desplazamiento con Miscibles

2.3.5.1 Bache de Propano

Este procedimiento consiste en la inyección de un volumen de propano para desplazar en forma miscible, el aceite de los yacimientos a presiones relativamente bajas; el volumen de propano se desplaza, a su vez, con características miscibles a las mismas condiciones de presión y temperatura inyectando gas natural.



La cantidad de propano inyectado debe ser la mínima necesaria para mantener el desplazamiento miscible del sistema gas natural-propano-aceite, en la porción del yacimiento proyectada para su explotación con el procedimiento citado. El problema fundamental es determinar la cantidad óptima de propano que debe inyectarse. Se podría emplear un volumen en exceso, para garantizar el proceso miscible, pero no resulta económico por el alto costo de este hidrocarburo, si se utiliza un volumen insuficiente el proceso se convierte en un desplazamiento por empuje de gas, con el que se obtiene una baja eficiencia de recuperación debido a la pérdida de miscibilidad.

De investigación experimental Koch y Slobod encontraron que el volumen óptimo de solvente que debe emplearse depende, principalmente, de la longitud y el volumen del yacimiento, de la composición del aceite y la presión en el frente de desplazamiento, dicho volumen es del 2 al 3 % del volumen poroso.

2.3.5.2 Bache de Alcohol

Este proceso es similar al anterior, en vez de propano se emplea un alcohol miscible con el aceite del yacimiento y con el agua, que es el fluido desplazante del bache de alcohol.

Existe una diferencia con el procedimiento en el cual se usa un bache de propano y consiste en que, además del aceite, se desplaza también el agua intersticial, lo que se debe a que son miscibles determinados sistemas agua-alcohol-aceite.

2.3.5.3 Inyección de Gas a Alta Presión

Para que se efectúe el desplazamiento miscible del aceite de un yacimiento, mediante la inyección de gas natural o de gas proveniente de las plantas de absorción, es necesario que exista entre ambos fluidos, determinada cantidad de uno o varios hidrocarburos de tres a seis carbonos en su molécula. Estas condiciones se logran inyectando propano previamente al desplazamiento con gas. Otra manera de obtener el desplazamiento miscible es inyectando gas a alta presión, la cual es función, principalmente de la composición del aceite del yacimiento y de la temperatura del sistema, a mayor concentración de hidrocarburos intermedios en el aceite, se requiere menor presión de miscibilidad, la cual se define como la presión mínima para que se efectúe el desplazamiento miscible. A altas presiones el gas desplazante está bajosaturado con respecto a los hidrocarburos ligeros del aceite, en estas condiciones dichos hidrocarburos son transferidos al gas de inyección que así se convierte en un gas rico en el frente de desplazamiento, con lo que se obtiene la finalidad inmediata del proceso, que es desplazar misciblemente el aceite.

En el proceso de inyección de gas a alta presión la condición de miscibilidad en el frente de desplazamiento se desarrolla en el yacimiento, el fenómeno se verifica hasta que el gas ha avanzado una distancia determinada, por lo que queda aceite residual en la vecindad de los pozos inyectoros; este es el aceite que ha sido despojado de sus hidrocarburos intermedios por el fluido desplazante.



2.3.5.4 Inyección de Gas Rico

Si el aceite del yacimiento es de baja concentración en hidrocarburos intermedios, a tal grado que para obtener el desplazamiento miscible se requiere una presión excesiva, no aplicable por razones técnicas y/o económicas, esta deficiencia se compensa inyectando un gas que contenga los citados hidrocarburos, los cuales bajo condiciones favorables son transferidos al aceite adyacente, formándose así, en el frente de desplazamiento un fluido de características miscibles con el gas inyectado, el volumen de gas que es despojado de sus compuestos licuables es pequeño comparado con el volumen de aceite del yacimiento.

Stone y Crump encontraron experimentalmente que a mayor concentración de hidrocarburos licuables en el gas inyectado, mayor la eficiencia de desplazamiento; por ejemplo, la eficiencia total de recuperación ligera se incrementó de 67 a 83% aumentando la concentración de compuestos intermedios de 0.17 a 0.27 en fracción molar.

2.3.5.5 Inyección de CO₂

Los estudios de laboratorio en sistemas de flujo lineal, inyectando bióxido de carbono han reportado substanciales recuperaciones de aceite, tanto de baja como de alta viscosidad y en algunos casos semejantes a las obtenidas por solventes completamente miscibles. Se efectuaron un número n de pruebas sobre diferentes núcleos, los cuales representaron una variedad en cuanto al tipo de rocas usadas. El 75 % de los núcleos utilizados fueron areniscas impregnadas de aceite, resultados similares se obtuvieron en dolomitas y calizas oolíticas y fracturadas.

Todos los experimentos han conducido a un gran número de variantes, lo cual hace complicado un estudio en común. Sin embargo, se ha llegado a conclusiones que han mostrado al CO₂ como un agente de inyección capaz de recuperar grandes cantidades de aceite, en un menor tiempo y a un costo económicamente atractivo con respecto a un proceso de recuperación secundaria por el método convencional (inyección de agua).

2.3.6 Presente y Futuro de la Recuperación Mejorada

Los métodos de recuperación mejorada han sido experimentados, probados y en su mayoría aplicados en varios países productores de petróleo. En nuestro país el método de recuperación secundaria que con más éxito se ha aplicado es la inyección de agua y en segundo lugar la inyección de gas seco; también se han aplicado en forma reducida: inyección de agua con polímeros, inyección de gas natural, inyección de vapor, miscibles, etc., de otros métodos solo se han hecho algunos estudios de su aplicabilidad a los yacimientos. Es de esperarse que en un futuro no muy lejano, los métodos de recuperación secundaria se puedan implementar en la mayoría de los yacimientos que así lo ameriten, para lo cual se necesitan mayores recursos económicos y humanos, sobre todo en los medios operativos.

La explotación de los yacimientos aplicando estos métodos resulta más costosa que cuando los yacimientos producen a buen nivel por medios naturales, pero aun así, cuando se aplica un proyecto de recuperación mejorada y se obtienen resultados favorables, los beneficios económicos son notablemente substanciosos, de ahí la importancia económica y de conservación de estos métodos. Equivale a descubrir nuevas reservas, pero con inversiones menores que los necesarios para explorar y descubrir campos nuevos, sin que se pretenda desvirtuar este último sino más bien obtener su máxima utilidad.

2.3.6.1 Futuro de la Recuperación Mejorada

La Figura 2.9, da un pronóstico hecho por National Petroleum Council (NPC) en 1984.

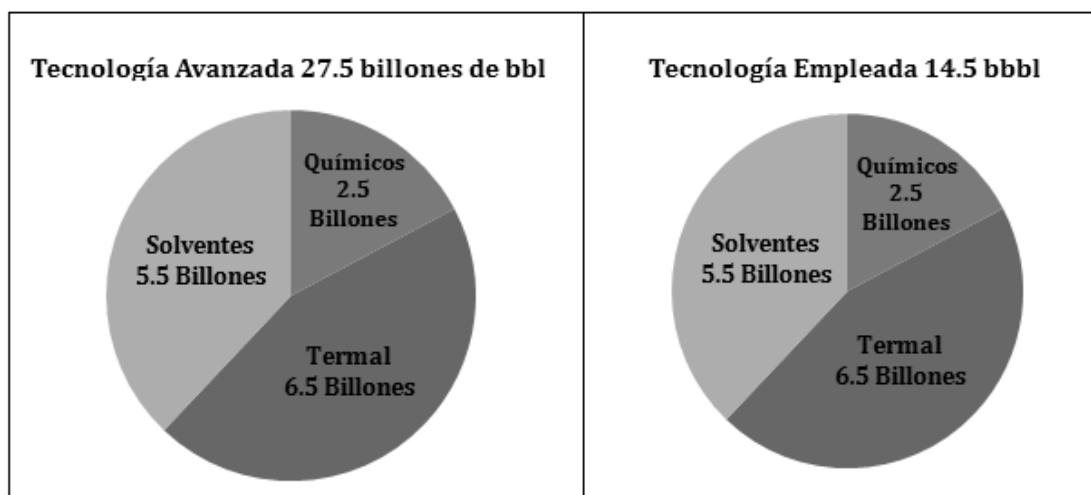


Figura 2.9 Proyecciones de procesos de recuperación mejorada (NPC, 1984).

Este pronóstico asume un precio base de petróleo de \$30 por barril y una tasa mínima de retorno del 10 %. Implementando tecnología sin adicionales técnicas desarrolladas, se observa que el proceso termal tiene el potencial más alto que la inyección de solventes y químicos.

Pero con los avances tecnológicos esta Figura puede ser alterada dramáticamente, la primer Figura muestra el caso del uso de tecnología avanzada donde el proceso térmico está cerca de ser el doble, y el químico se ha incrementado por arriba de un factor de 4. En el caso de químicos, donde solo miscelares y polímeros representan 10 billones de barriles el mejoramiento de tecnología puede cambiar el proceso del potencial más bajo al más alto. Los 27.5 billones de barriles representan más del 10 % del planeado en el proceso de recuperación mejorada. Lo que representaría una cantidad mayor que la enlistada en reservas.

2.3.7 Simulación Numérica de Yacimientos

2.3.7.1 Definición y Objetivo de la Simulación Numérica de Yacimientos

Los modelos son usados para describir procesos que tienen lugar en todas las ramas de la ciencia y la tecnología. Diferentes tipos de modelos son usados en todas las áreas de la Industria Petrolera, incluyendo la Ingeniería de Yacimientos.

Los modelos pueden ser físicos o matemáticos. Los primeros son aquellos que a una escala apropiada se construyen para analizar algún fenómeno, por ejemplo, un tubo de acrílico para modelar el flujo de fluidos a través de tuberías o una celda PVT para modelar el flujo y el comportamiento de un fluido en el yacimiento. En los modelos matemáticos, el sistema o fenómeno a ser modelado es expresado en términos de ecuaciones, que deberán reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones.



Algunos sistemas o fenómenos no es posible reproducirlos mediante modelos físicos, ya sea porque son muy costosos o simplemente es imposible. En estos casos se debe recurrir a modelos matemáticos; un ejemplo es el caso del flujo de fluidos en los yacimientos petroleros, cuando se desea analizarlos a gran escala.

En general, si se desea modelar matemáticamente (numéricamente) el flujo de fluidos en medios porosos a escala de yacimiento, se debe recurrir a un simulador numérico; de esta manera, se puede definir a la Simulación Numérica de Yacimientos como el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento.

De esta manera, la Simulación Numérica de Yacimientos combina física, matemáticas e ingeniería de yacimientos, para obtener algoritmos que deben ser programados, para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación. Coats H. Keith define a un simulador numérico como un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, que expresan la conservación de masa y/o energía, ecuaciones de estado y una ecuación de momento.

Un estudio de simulación integra lo siguiente: geología, geofísica, petrofísica, perforación, producción, ingeniería de yacimientos, instalaciones superficiales y restricciones legales y comerciales; por lo tanto, este estudio necesita una considerable cantidad de información y tiempo para predecir el comportamiento del yacimiento.

La importancia de la simulación de yacimientos, y por lo tanto de un simulador numérico de yacimientos, radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento.

El objetivo de la Simulación Numérica de Yacimientos es proporcionar al ingeniero de diseño de explotación una herramienta confiable para predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, bajo diferentes condiciones de operación. Modelar el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos, bajo diferentes esquemas de producción, reduce el riesgo asociado a la elección del plan de explotación y por lo tanto minimiza los flujos de efectivo negativos. Los simuladores numéricos de yacimientos son usados principalmente porque son capaces de resolver problemas que no pueden ser resueltos analíticamente o de alguna otra manera.

2.3.7.2 Introducción al Modelado y Simulación

Con el propósito de diferenciar entre modelado y simulación, en un ámbito general aplicable a la Simulación Numérica de Yacimientos, es importante establecer algunas definiciones.

Un sistema es un objeto definido por sus fronteras, comportamiento y características las cuales interactúan en tiempo y espacio en respuesta a un estímulo externo. Un modelo es la representación de un sistema (real) en forma simplificada. La representación puede ser matemática, lógica, física o alguna otra representación estructurada de un sistema (real) en algún punto en espacio y/o tiempo. El principal objetivo de crear un modelo es para analizar lo que se busca estudiar de un sistema real.

Antes de continuar, es importante establecer algunos conceptos utilizados en la literatura del modelado. Un modelo conceptual es una aproximación cualitativa de un sistema usado para entenderlo en forma superficial; esto es, como se concibe el sistema en palabras o ideas.



Un modelo matemático es la construcción matemática basada en leyes físicas, ecuaciones y condiciones iniciales y de frontera. Un modelo numérico es la aproximación numérica del modelo matemático, generalmente con un programa de cómputo.

Los modelos se usan para predecir las respuestas de un sistema debido a un estímulo específico, para estudiar efectos de varias variables en el sistema, para predecir el comportamiento del sistema, etc.

Un modelo es una simplificación de la realidad y por lo tanto algunas características no se consideran. Al no considerar puntos importantes del sistema, se corre el riesgo de desarrollar un modelo muy simple para poder aprender de él. Caso contrario, al considerar demasiado detalle, el modelo es muy complicado para entender lo que se busca.

Ahora bien, un modelado es un proceso iterativo; se comienza por la formulación del modelado, esto es, examinar el sistema y se decide que variables son importantes y su relación entre ellas.

Un modelo de simulación proporciona un ambiente virtual donde las ideas pueden ser ensayadas y entendidas, antes de su implementación, María Anu (1997). Un modelo de simulación es el proceso de la elaboración de un modelo de simulación (Simulation Modelling), diseño, ejecución y análisis de resultados. Un estudio de simulación comprende los siguientes pasos, María Anu (1997).

1. Identificación del problema.
2. Formulación del problema.
3. Recopilación de la información.
4. Formulación y desarrollo del modelo.
5. Validación del modelo.
6. Documentación del modelo para uso futuro.
7. Diseño de experimentos.
8. Ejecutar experimentos (corridas).
9. Interpretar resultados.
10. Recomendaciones.

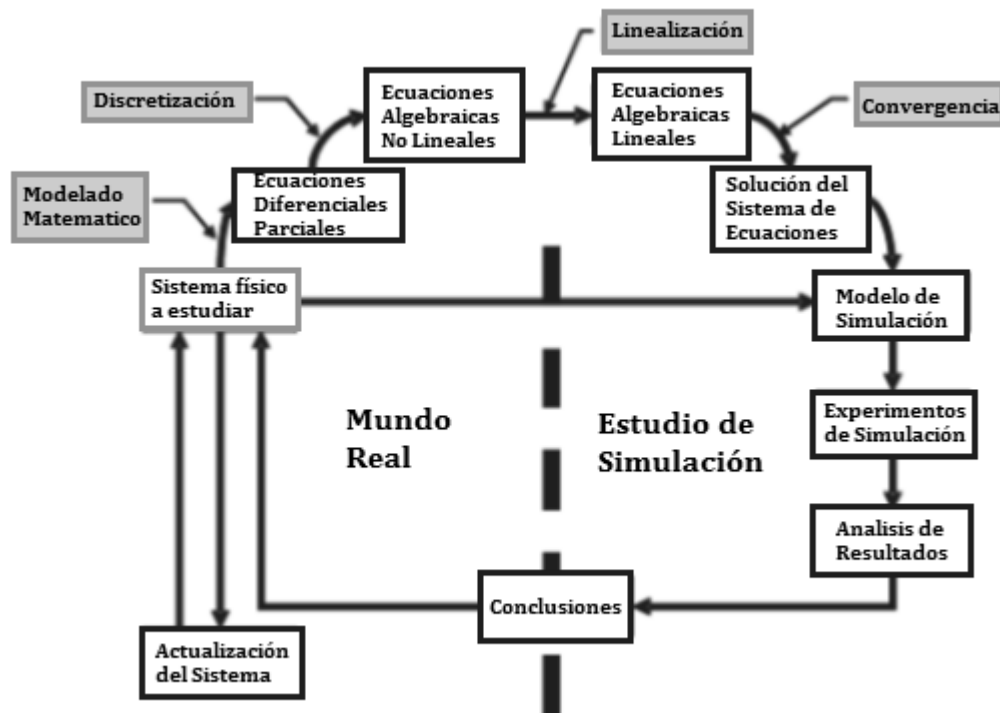


Figura 2.10 Diagrama de flujo de un estudio de simulación.

Como se ha establecido, una simulación de un sistema es la operación de un modelo del sistema. La operación del modelo puede ser estudiada y algunas características del comportamiento del sistema pueden ser inferidas. En un sentido amplio, la simulación es una herramienta para evaluar el comportamiento de un sistema, existente o propuesto, bajo diferentes condiciones de interés y largos periodos de tiempo real.

La simulación es una disciplina que desarrolla un nivel de entendimiento de las interacciones de los componentes de un sistema como un todo. El nivel de entendimiento que se puede desarrollar mediante la simulación es difícilmente igualado usando otra disciplina. La simulación debe ser aplicada en donde exista la necesidad de modelar y analizar un sistema, sin embargo, la simulación puede consumir mucho tiempo que puede llegar a ser impráctica para la toma oportuna de decisiones.

2.3.7.3 Metodología del Simulador Numérico

En la Simulación Numérica de Yacimientos, el flujo de fluidos es representado por la ley de Darcy, mientras que la ecuación de continuidad se encarga de la conservación de masa. Las propiedades volumétricas y termodinámicas son modeladas a través de un análisis PVT y/o ecuaciones de estado. Las condiciones iniciales deberán ser definidas, ejemplo; presión inicial, saturaciones y en su caso las composiciones. Asimismo, las condiciones de frontera deberán ser acopladas al dominio del yacimiento, para ser consideradas y así ser simuladas lo más cercanamente posible.



De esta manera, la incorporación de la ecuación de Darcy en la ecuación de continuidad y tomando en cuenta la ecuación de estado de los fluidos, da lugar a una ecuación que describe completamente el comportamiento del yacimiento.

Esta ecuación es conocida como la ecuación de difusividad. La ecuación de difusividad es una ecuación en derivadas parciales de segundo orden. En su forma más general, es altamente no – lineal y por lo tanto para su solución se debe recurrir a métodos numéricos. Lo anterior es la razón del nombre de modelo o simulador numérico. La solución numérica de la ecuación de difusividad comprende la discretización en espacio del dominio (ejemplo, dividir el volumen del yacimiento en celdas contiguas en las cuales se realizará un balance de materia implícitamente). El tiempo es también discretizado en una serie de pasos de tiempo (el proceso es iterativo), en donde se determinará la solución.

2.3.7.4 Balance de Materia vs Simulación Numérica de Yacimientos

Básicamente, el Balance de Materia y la Simulación Numérica de Yacimientos son parte de un mismo concepto; la diferencia principal es el considerar al yacimiento como un solo bloque o como un sistema de bloques interconectados respectivamente. Sin embargo, los principios usados en el balance de materia son igualmente aplicables a la Simulación Numérica de Yacimientos.

El método de Balance de Materia es relativamente simple y fácil de usar, además de que requiere de poca información para realizar los cálculos. En el método de Balance de Materia es claramente evidente como es que los mecanismos de empuje, como son la expansión de la roca y líquidos, el empuje por gas liberado, por el gas del casquete, por agua y por la segregación gravitacional, etc., están actuando.

El papel que desempeña cada uno de estos mecanismos puede distinguirse con mucha facilidad, además de las interacciones que se dan entre estos. Este método tiene el inconveniente de no poder incorporar ciertas condiciones como son: el número de pozos, el arreglo de estos, su espaciamiento, geología del yacimiento, etc.

La Simulación Numérica de Yacimientos al aplicarse a los mismos problemas, nos proporciona resultados más aproximados, si se dispone de por ejemplo, las presiones y saturaciones en función del espacio y del tiempo. Sin embargo es más difícil reconocer la influencia que tiene cada mecanismo de empuje, a menos que se hagan varias simulaciones de las diferentes situaciones.

Por ejemplo, si se simula un yacimiento que produce por una combinación de empuje de agua y gas liberado se puede emplear una malla no uniforme para representar adecuadamente al acuífero por medio de bloques grandes, mientras que se usan bloques más pequeños para representar al yacimiento. De esta manera se puede incorporar el acuífero en nuestro simulador. Sin embargo, los resultados de este modelo más aproximado están más limitados en el sentido de poder apreciar la influencia que tiene cada mecanismo, a menos que se hagan muchas simulaciones variando estos dos parámetros. Es evidente que sólo la Simulación Numérica de Yacimientos puede proporcionar información detallada del efecto de esas condiciones y debido a esto, aparentemente es una herramienta de mucha más utilidad que el Balance de Materia, pero esta aproximación es a menudo cara, difícil de resolver, consume mucho tiempo, requiere de un conocimiento detallado del yacimiento y además las respuestas que se obtengan a partir de esta serán más difíciles de validar.



Como conclusión puede decirse que la Simulación Numérica de Yacimientos es una herramienta de mucha utilidad en el análisis y las posibles predicciones que proporciona. Esto no significa que el método de Balance de Materia sea obsoleto. Los resultados de un Balance de Materia pueden ser integrados en un estudio de simulación ayudando a hacer una mejor inicialización de las variables, un mejor y más rápido ajuste de historia y consecuentemente, un mucho más confiable pronóstico de la producción. Por todo esto, ambos métodos continuarán siendo parte vital de la Ingeniería de Yacimientos.

2.3.7.5 Utilidad de la Simulación Numérica de Yacimientos

Cuando un modelo matemático de simulación ha sido probado y ajustado adecuadamente, representa una herramienta de mucha utilidad con la que cuenta el ingeniero. Mientras que físicamente el yacimiento puede producirse por una sola vez, lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará cualquier cambio subsecuente, por el contrario, un modelo de simulación, permite “producir” un yacimiento varias veces y en muy diferentes maneras, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar alguna de ellas.

Observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Siendo más específicos, con la ayuda de la simulación se puede hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite.
- Tener una clara idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como puede ser: inyección de agua, inyección de gas o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- Determinar la conveniencia de inyectar agua en un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectoros o viceversa.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento. De esta manera desarrollar un campo con base en una información limitada, pudiéndose determinar donde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las características PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.
- Realizar estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Hacer un programa de producción.

2.3.8 Beneficios de la Simulación Numérica de Yacimientos

Los beneficios que se obtienen al usar la Simulación Numérica de Yacimientos para planear la explotación de un yacimiento de hidrocarburos son básicamente dos: económicos y técnicos.



2.3.8.1 Beneficios Económicos

El principal beneficio del uso de la Simulación Numérica de Yacimientos es el económico que se obtiene con el uso de la administración de yacimientos disminuyendo el flujo negativo de efectivo y, por supuesto, incrementando la recuperación final de hidrocarburos. La administración de yacimientos es el método que busca maximizar el valor de un activo petrolero.

La Simulación Numérica de Yacimientos es una herramienta importante para alcanzar este objetivo. Con esta es posible obtener pronósticos; es decir, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo un gran número de esquemas de producción. Al hacer esto, es posible seleccionar la mejor alternativa de producción, considerando la mayor ganancia para el activo.

2.3.8.2 Beneficios Técnicos

Aunque cualquier beneficio se traduce automáticamente en beneficios económicos, es importante mencionar las ventajas técnicas que se obtienen al usar la Simulación Numérica de Yacimientos. La labor del ingeniero de diseño se aligera y se sustenta considerablemente. A medida que se obtiene información nueva, se puede actualizar el modelo de simulación para modelar el yacimiento lo más realmente posible. La comunicación entre el personal que conforma el equipo de trabajo se mejora notablemente.

2.3.9 Clasificación de los Simuladores Numéricos

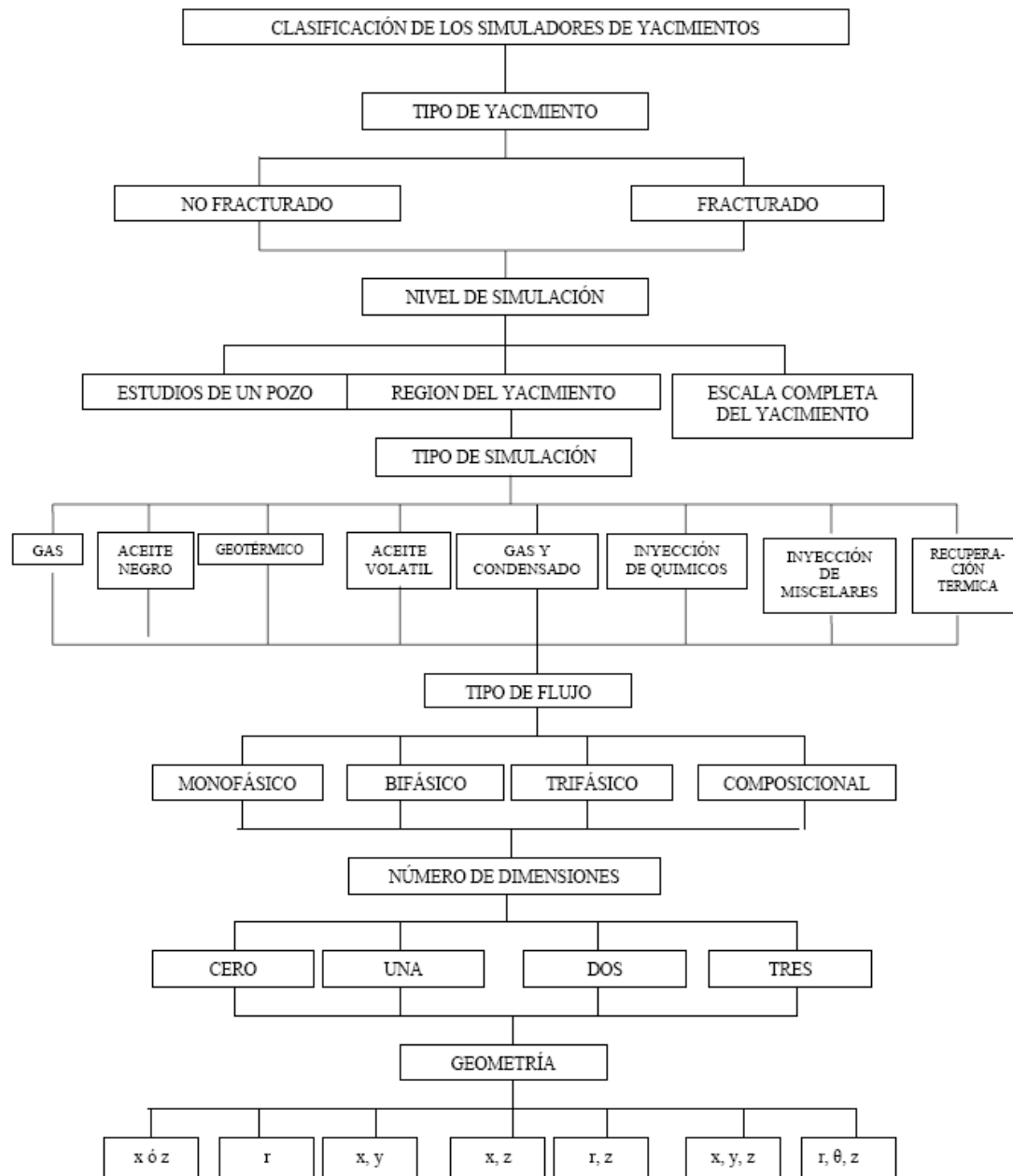


Figura 2.11 Clasificación general de los simuladores de yacimientos

En la Figura 2.11, se presenta una clasificación general de simuladores y fue construida de manera que en ella aparezcan todos los posibles trabajos de simulación que se pueden efectuar, incluyendo el número de fases móviles en el yacimiento (Chilingarian, 1992).

Con el objeto de explicar las características de los diferentes tipos de modelos que existen y los trabajos de simulación que se realizan con ellos, se definen en la Figura 2.11 los siguientes seis “parámetros de selección”.



A. Tipo de yacimiento.

En forma general, dependiendo de las características físicas de la mecánica de las rocas de los yacimientos, estos pueden dividirse en dos grandes grupos: yacimientos no fracturados y fracturados, siendo los estudios de simulación en estos últimos, los que presentan mayor grado de dificultad, debido a que las fracturas representan verdaderos canales de flujo que modifican el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso.

B. Nivel de simulación.

Los estudios de simulación pueden realizarse a los siguientes niveles:

- a) Estudios de un pozo.
- b) Región del yacimiento.
- c) Escala completa del yacimiento.

Los estudios de simulación en pozos individuales son más sencillos que los estudios de simulación en un determinado sector del yacimiento y más aún que los realizados a lo largo de todo el yacimiento; sin embargo, se debe comentar que existen estudios de simulación para un solo pozo con un grado de dificultad muy elevado.

C. Tipo de simulación.

A partir de aquí se entra a lo que es propiamente dicho, la selección del modelo. Antes se ha determinado ya el nivel de simulación y el tipo de yacimiento en el cual se efectuará ésta. Ahora la pregunta es: ¿qué es lo que se desea simular? Si se analiza la Figura 2.11, se observará que los diferentes tipos de simuladores pueden dividirse en dos grupos:

- a) Los que se definen según el tipo de hidrocarburos que contiene el yacimiento.

- Simuladores de gas.

Como su nombre lo indica, este tipo de simuladores se utiliza para llevar a cabo las predicciones del comportamiento de un yacimiento de gas. Sin lugar a dudas, los estudios para este tipo de yacimientos son los más sencillos, si se considera la presencia de una sola fase (gas).

- Simuladores de aceite negro.

Este modelo es el más simple que puede utilizarse para estudios de producción primaria o recuperación secundaria por medio de inyección de agua o gas. Los modelos de este tipo se basan en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse de solo tres pseudocomponentes (aceite, gas y agua). En este modelo se considera la transferencia de masa entre la fase de gas y de aceite, los simuladores de aceite negro pueden ser usados para modelar flujo inmiscible, bajo condiciones tales que las propiedades del fluido puedan ser expresadas en función sólo de la presión o la presión y la RGA.

- Simuladores geotérmicos.

Existen yacimientos cuya energía calorífica se emplea para la generación de energía eléctrica. Aunque esto no tiene al parecer ninguna conexión con la industria petrolera, un modelo que se utilice en este tipo de estudios no puede quedar al margen de una clasificación general de simuladores, de ahí la razón por lo que se mencionan.

- Simuladores de aceite volátil.

- Simuladores de gas y condensado.



b) Los que se utilizan en procesos de recuperación mejorada.

- Simuladores de inyección de químicos.

En los años 70's se desarrollaron procesos para recuperar una mayor cantidad de aceite de los yacimientos, lo cual originó la necesidad de contar con simuladores capaces de reproducir el comportamiento de los yacimientos, cuando se someten a este tipo de procesos; tal es el caso de los simuladores de recuperación química. Como es de suponerse, los modelos que se utilizan en este tipo de estudios, presentan un mayor grado de complejidad, pues deben de considerar tanto la interacción que existe entre los fluidos que se inyectan, como la que hay entre dichos fluidos y el medio poroso.

- Simuladores de inyección de miscibles.

La miscibilidad es un fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones, sin que se forme entre ellos una interfase. Existen diferentes fluidos que se inyectan al yacimiento bajo esta condición; y estudio del efecto que produce cada uno de ellos en la recuperación del aceite se hace con ayuda de un simulador.

- Simuladores de recuperación térmica.

Este tipo de modelos se utilizan para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos, cuyo objetivo principal es el de proporcionar energía calorífica al aceite con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma, facilitar su flujo hacia los pozos productores. Los simuladores que se emplean para este tipo de procesos (y para todos los procesos de recuperación mejorada), son como ya se comentó, muy complejos, pues requieren el uso de correlaciones que describan las propiedades PVT de los fluidos para n -componentes como función de la presión, temperatura y composición (se trata de modelos composicionales).

D. Tipo de flujo en el yacimiento.

En el yacimiento pueden presentarse varios tipos de flujo, como función del número de fluidos en movimiento y éstos son:

- Flujo monofásico (un fluido)
- Flujo bifásico (dos fluidos)
- Flujo trifásico (tres fluidos)

Si se observa la Figura 2.11, en este punto existe otra posible alternativa a la que se le ha llamado "flujo composicional". De esta manera, según el tipo de flujo que se presenta en el yacimiento, puede existir una determinada clasificación de simuladores:

Simulador monofásico.

El flujo monofásico está dado por el flujo de un solo fluido en particular, por ejemplo: en los acuíferos, el agua, en los yacimientos bajosaturados, aceite y en un yacimiento de gas volumétrico, el gas. Cualquier modelo que tome en cuenta esta consideración, será un simulador monofásico.

Simulador bifásico.

Un simulador bifásico es aquel que considera la existencia de flujo bifásico en el yacimiento. Este tipo de flujo se presenta cuando dos fluidos diferentes fluyen al mismo tiempo. Las combinaciones que se pueden tener son:



- Gas y aceite: En un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto liberado o en un yacimiento de aceite con casquete de gas.
- Agua y aceite: En un yacimiento bajosaturado con entrada de agua, cuya presión se mantiene arriba de la presión de burbujeo.
- Agua y gas: En un yacimiento de gas con entrada de agua cuya saturación de agua congénita es mayor que la saturación de agua crítica.

Simulador trifásico.

El flujo trifásico se presenta cuando los tres fluidos que contiene un yacimiento (agua, aceite y gas) fluyen a la vez, por lo que todo aquel modelo que haga esta consideración de flujo es un simulador trifásico. Este caso se contempla en yacimientos que producen por empuje combinado, en los que la entrada de agua, empuje de gas disuelto y/o empuje de casquete original o secundario, tienen influencia en la producción.

Simulador composicional.

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de aceite negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrógrada y los yacimientos de aceite volátil, cuya composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura. Este tipo de simuladores supone en cambio, que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por n -componentes. Las propiedades de las fases gas-aceite y su equilibrio, se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y composición y más recientemente, por medio de ecuaciones de estado.

E. Número de dimensiones.

Al llegar a este punto en la Figura 2.12, seguramente ya se ha determinado el nivel de simulación que se va a emplear, así como el proceso de recuperación que se piensa simular y como consecuencia, el tipo de flujo que se tendrá en el yacimiento. Esta información, junto con las características físicas del yacimiento, permitirá hacer la selección del modelo a utilizar en cuanto al número de dimensiones.

Clasificación de los simuladores en función del número de dimensiones y una explicación de las características que presentan cada uno de ellos.

Simulador de cero dimensiones.

A este modelo se le conoce también como modelo de tanque o de balance de materia. Se dice que es un modelo de cero dimensiones debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de un punto a otro, a lo largo de todo el yacimiento.

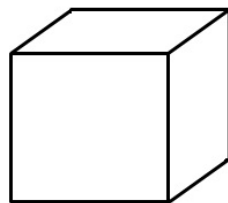


Figura 2.12 Modelo de cero dimensiones.

Se le llama también balance de materia debido a que al realizar los cálculos lo que se hace es precisamente esto, un balance entre los fluidos que entran y los fluidos que salen del yacimiento.

Supóngase un yacimiento al que se le inyecta por un extremo una determinada cantidad de agua y se obtiene una cantidad también de agua, gas o aceite (o una combinación de los tres) por el extremo opuesto como se muestra en la Figura 2.13.

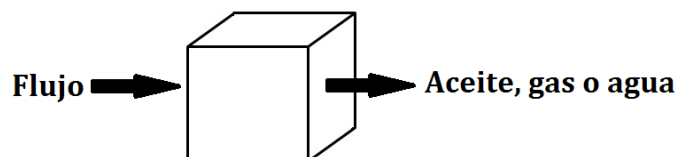


Figura 2.13 Balance de materia de un bloque.

Al hacer el balance se tendrá la siguiente expresión:

$$\begin{array}{l} \text{Volumen de} \\ \text{fluidos en el} \\ \text{yacimiento antes} \\ \text{de la inyección} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Volumen de fluido} \\ \text{inyectado} \end{array} - \begin{array}{l} \text{Volumen de} \\ \text{fluidos extraídos} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Volumen de} \\ \text{fluido que} \\ \text{permanecerá en el} \\ \text{yacimiento} \end{array}$$

El modelo de cero dimensiones es la base de todos los modelos existentes y tiene la particularidad de que en él no pueden colocarse pozos; esto si es posible hacerse en los simuladores de más dimensiones.

Simulador de una dimensión.

Considérese ahora un yacimiento que varíe en litología y que de acuerdo a esta variación pueda dividirse en dos partes. En este caso el yacimiento como un todo no puede representarse mediante propiedades promedio; sin embargo, cada parte si es posible representarla. De esta manera el yacimiento consiste de celdas, Figura 2.14.



Figura 2.14 Balance de materia para dos bloques.

En este caso, la ecuación de balance de materia describe al comportamiento del fluido en cada celda como en el modelo de cero dimensiones; sin embargo, esto se complica debido a que al existir flujo de una celda a otra, no se sabe exactamente qué cantidad de fluido del volumen total que permanece en el yacimiento, corresponde a cada celda. Esta transferencia de fluido entre ambas celdas (transmisibilidad), se evalúa con la ecuación de Darcy. De esta manera, la ecuación de balance de materia junto con la ecuación de Darcy, describen el comportamiento de cada celda.

Este modelo ya no es de cero dimensiones como el anterior, debido a que las propiedades aunque son promedio para cada bloque, varían de una celda a otra, en cambio es un modelo de una dimensión, debido a que consiste de más de una celda en una dirección y de sólo una celda en las otras dos direcciones. El modelo en una dimensión puede ser horizontal, vertical, inclinado o radial, como se muestra en la Figura 2.15.

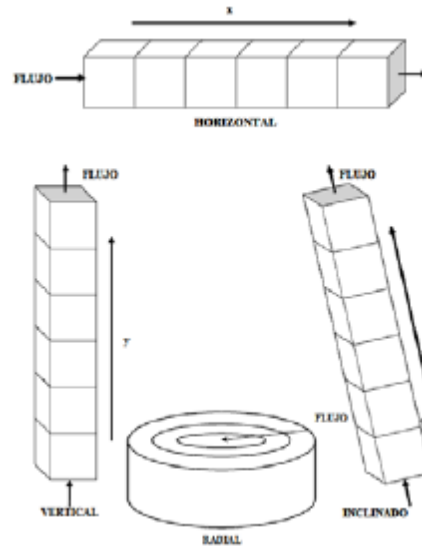


Figura 2.15 Modelos de una dimensión.

Simulador de dos dimensiones

El mismo análisis que se utilizó para explicar el modelo en una dimensión, puede extenderse para modelos de dos y tres dimensiones; esto es, la ecuación de balance de materia describe el comportamiento en cada celda y la ecuación de Darcy el flujo entre estas, con la única diferencia de que la interacción de flujo en las celdas será en dos o tres dimensiones y de solo una celda en la tercera dimensión. Como se verá, un simulador en dos dimensiones puede ser areal, de sección transversal o de forma radial.

a) Simulador areal.

Sin lugar a dudas, dentro de la clasificación de simuladores en función del número de dimensiones, el modelo areal es el que se utiliza con mayor frecuencia. En él se tienen variaciones de las propiedades en dos dimensiones (x, y), pudiéndose considerar además de los efectos gravitacionales al asignar diferentes profundidades a las celdas del modelo, el cual puede ser representado por una malla como se puede observar en la Figura 2.16. Este tipo de simulador se aplica en yacimientos donde generalmente los espesores son pequeños con respecto a su área y no existe efecto muy marcado de estratificación.

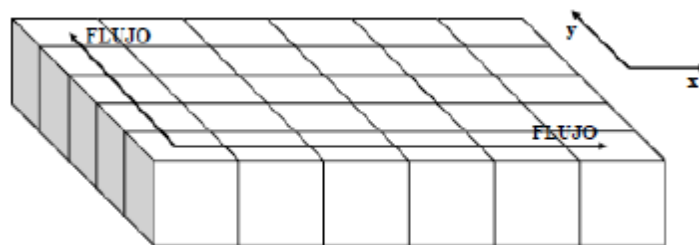


Figura 2.16 Simulador areal.

b) Simulador de sección transversal

Otro tipo de modelo de dos dimensiones se tiene en la representación de secciones transversales, en donde las propiedades de las capas varían, (Figura 2.17). La utilidad de este simulador radica en la versatilidad que tiene para describir la distribución vertical de saturaciones de las curvas de permeabilidad relativa. Con este tipo de modelo se puede simular la conificación de agua o de gas y los efectos gravitacionales

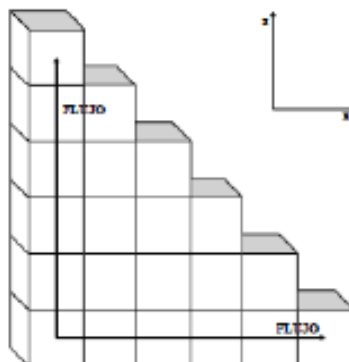


Figura 2.17 Simulador de sección transversal.

c) Simulador de dos dimensiones en forma radial.

Al igual que el simulador de sección transversal, este modelo es útil para simular la conificación de agua o de gas. Además, tiene la ventaja de poder analizar con mayor detalle los cambios bruscos de presión y saturación que ocurren en la cercanía del pozo. En la Figura 1.18, se representa esquemáticamente este tipo de modelo.

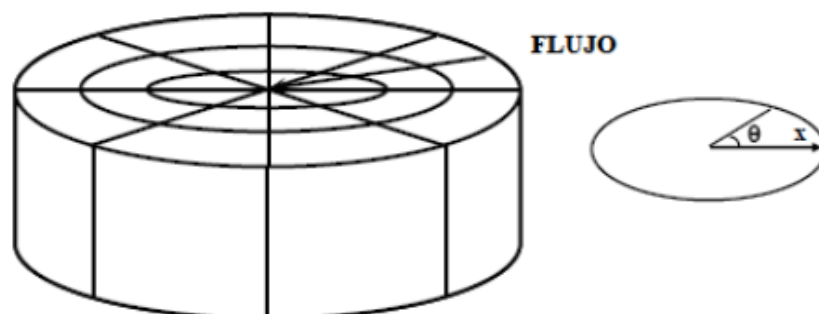


Figura 2.18 Simulador de dos dimensiones en forma radial.

d) Modelo de tres dimensiones.

Este tipo de simulador, dentro de la clasificación de modelos por el número de dimensiones, es el más complejo ya que cuenta con la mayoría de las fuerzas que se presentan en el yacimiento; esto es, considera además de los efectos de barrido areal los efectos de barrido vertical. Su uso va para todos aquellos yacimientos que presentan una geología muy compleja, que puede dar como resultado el movimiento de fluidos a través del medio poroso en varias direcciones. En la Figura 2.19, se muestra el modelo de tres dimensiones en coordenadas cartesianas (x, y, z) y en la Figura 2.20, al modelo de tres dimensiones en coordenadas cilíndricas (r, θ, z) o modelo radial de tres dimensiones.

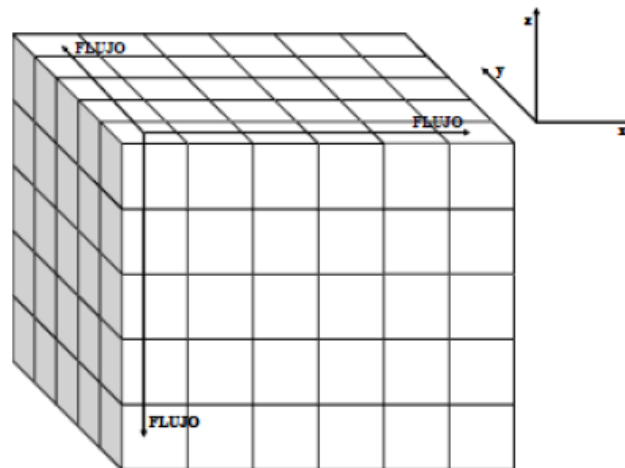


Figura 2.19 Simulador de tres dimensiones en forma cartesiana.

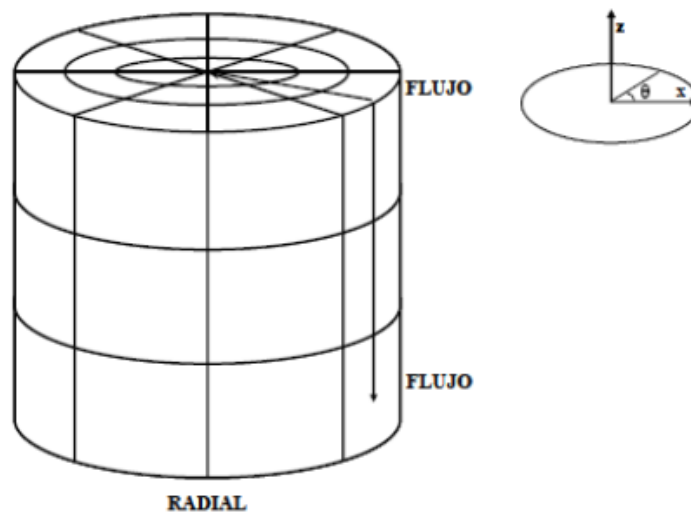


Figura 2.20 Simulador de tres dimensiones en forma radial.



F.- Geometría

Con esto se llega al último “parámetro de clasificación” de la Figura 2.11; a decir verdad, no existe una clasificación de los simuladores en función de la geometría que presentan, como parece indicarse en la Figura 2.10, esto es, no puede decirse que haya un modelo (x) o un modelo (r, θ , z), sino más bien la geometría es una consecuencia del número de dimensiones que tenga el simulador. De esta manera, es claro que un modelo que tenga dos dimensiones, solo podrá tener las siguientes geometrías:

- (x, y) si es areal
- (x, z) si es de sección transversal
- (r, z) si se trata de un simulador radial.

De la misma manera, si al hablar de nivel de simulación se hace referencia al estudio de pozos individuales, es lógico pensar que las únicas geometrías de las que se ven en la Figura 2.11 que puede utilizar el modelo son:

- (r) si es un simulador de una dimensión
- (r, z) si es un modelo de dos dimensiones
- (r, θ , z) si se trata de un simulador de tres dimensiones

2.3.10 Flujo de Fluidos a Través de Medios Porosos

Origen. La necesidad de conocer las diferentes características del yacimiento a través de métodos indirectos como es el caso de la medición de presión, dio origen a las técnicas de análisis de variación de presión, las cuales son soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos a través de medios porosos. Para obtener este tipo de ecuaciones se hace uso de tres ecuaciones fundamentales: la ecuación de continuidad, la ecuación de movimiento (Darcy) y la ecuación de estado.

2.3.10.1 Flujo de Fluidos en Medios Porosos

El estudio de las ecuaciones del movimiento de los fluidos se ha dividido, ya que no es lo mismo tener un flujo horizontal, un flujo continuo, un flujo de una sola fase, un flujo de un fluido incompresible, flujo de varias fases, etc. Como para cada uno de los flujos de fluidos se deben de tomar ciertas consideraciones, es por lo que se debe de utilizar la ecuación que nos lleve a los mejores resultados.

Las ecuaciones del movimiento de fluidos en medios permeables y porosos son aplicaciones de la ley empírica de Darcy, esta ley incluía solamente el efecto de gravedad y fue usada por Darcy en la predicción del flujo de agua por gravedad en plantas de filtración. Con la aplicación de presión externa en el fluido por medio de bombas u otros medios, se reconoció que presión y gravedad deberían entrar en la ecuación como fuerzas desplazantes.

2.3.10.2 Flujo Lineal en Estratos en Serie

En ocasiones, los cálculos son necesarios donde los estratos lineales en serie son considerados como se representa en la Figura siguiente que ilustra el sistema de flujo.

El objetivo es encontrar una expresión que represente la permeabilidad equivalente al sistema mostrado. Cabe aclarar que esta metodología está limitada al no contemplar los cambios fisicoquímicos al fluir a través de los estratos.

Finalmente, se tiene la ecuación que se aplica cuando se tiene flujo lineal en capas en serie y es representada como:

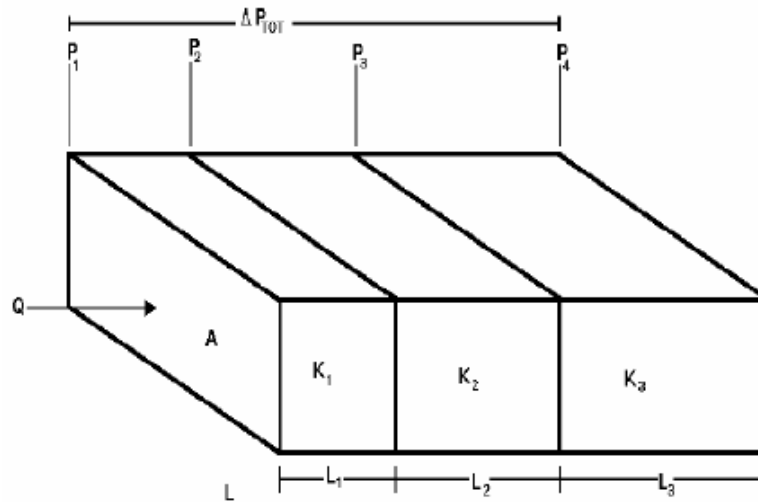


Figura 2.21 Flujo lineal en estratos en serie

En este caso se tiene la variación en la permeabilidad horizontal y se puede establecer:

$$q_t = q_1 = q_2 = q_3 \quad (2-85)$$

Como no está modificada la cantidad de material dentro del modelo, se tiene:

$$\Delta p_t = \Delta p_1 = \Delta p_2 = \Delta p_3 \quad (2-86)$$

Escribiendo las expresiones equivalentes de la ecuación de Darcy para el flujo en estratos lineales:

$$q_1 = \frac{K_1 A (P_1 - P_2)}{\mu L_1} = \frac{K_1 A \Delta p_1}{\mu L_1} \quad (2-87)$$

Despejando \$\Delta P_1\$, se llega a la ecuación siguiente:

$$\Delta p_1 = \frac{q_1 \mu L_1}{K_1 A} \quad (2-88)$$

La ecuación de Darcy se utiliza para cada una de las capas, esto es para obtener:

$$q_2 = \frac{K_2 A (P_2 - P_3)}{\mu L_2} = \frac{K_2 A \Delta p_2}{\mu L_2} \quad (2-89)$$



$$q_3 = \frac{K_3 A (P_3 - P_4)}{\mu L_3} = \frac{K_3 A \Delta p_3}{\mu L_3} \quad (2-90)$$

Al igual que en la ecuación (2-87) se despeja y se obtiene su ΔP correspondiente.

$$\Delta p_2 = \frac{q_2 \mu L_2}{K_{21} A} \quad (2-91)$$

$$\Delta p_3 = \frac{q_3 \mu L_3}{K_3 A} \quad (2-92)$$

Con las ecuaciones (2-87), (2-89) y (2-90) se tiene la ecuación equivalente:

$$q_t = \frac{K_{eq3} A (P_1 - P_4)}{\mu (L_1 + L_2 + L_3)} = \frac{K_{eq} A \Delta p_3}{\mu (L_1 + L_2 + L_3)} \quad (2-93)$$

$$\Delta p_t = \frac{q_t \mu (L_1 + L_2 + L_3)}{K_{eq} A} \quad (2-94)$$

Sustituyendo (2-88), (2-91), (2-92) y (2-94) en (2-86) y simplificando se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\sum_{i=1}^n L_i}{K_{eq}} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i} \quad (2-95)$$

Finalmente, se tiene la ecuación que se aplica cuando se tiene flujo lineal en capas en serie y es representada como:

$$K_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad (2-96)$$

2.3.10.3 Flujo Lineal en Estratos en Paralelo

A menudo el flujo en el yacimiento es paralelo a través de los estratos teniendo diferentes permeabilidades. Esto es representado en la Figura 2.22 para un sistema lineal. El objetivo es el mismo que en el caso anterior, encontrar una permeabilidad equivalente.

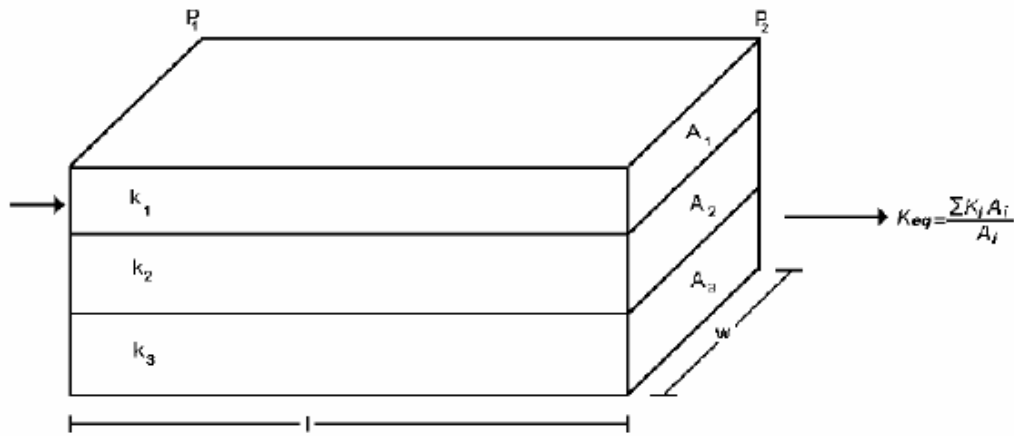


Figura 2.22 Flujo lineal en estratos en paralelo

La expresión equivalente para la ecuación de Darcy es:

$$K_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i K_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \quad (2-97)$$

2.3.10.4 Flujo Monofásico en Sistemas Homogéneos Lineales y en Sistemas Homogéneos Radiales

En este caso, solamente un fluido está saturando el medio poroso. Esto es normalmente aceite, gas o agua. Ahí puede existir una segunda fase inmóvil tal como agua congénita en la saturación irreducible.

2.3.10.4.1. Flujo Lineal

La ecuación de Darcy se presenta en forma sencilla para un solo líquido y con flujo lineal, tal como se describe a continuación. El siguiente esquema presenta el modelo de flujo lineal.

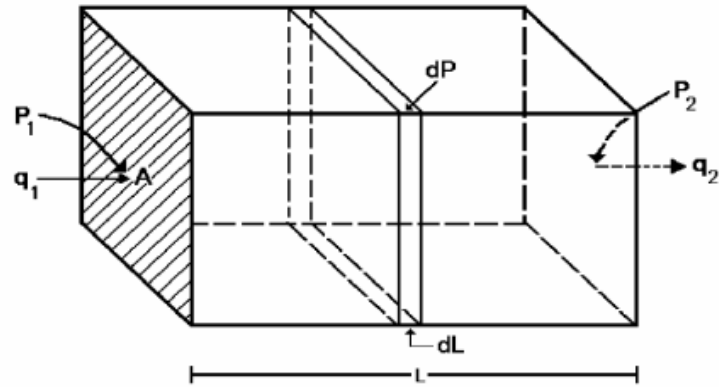


Figura 2.23 Modelo para flujo lineal

Se tiene la ecuación que es aplicable solo para líquidos:

$$q = \frac{AK(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2-98)$$

2.3.10.4.2 Flujo Radial

La Figura presenta el modelo para un líquido en sistema radial.

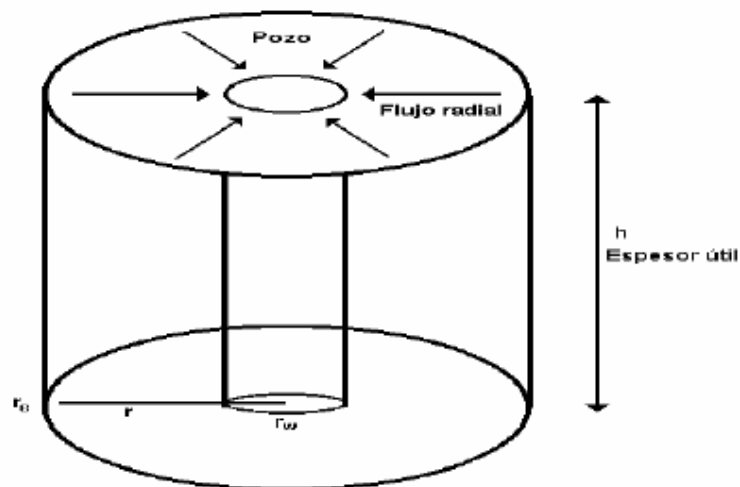


Figura 2.24 Flujo monofásico en sistema radial

La ecuación de Darcy que representa un flujo radial de líquidos es la siguiente:

$$q = \frac{2\pi Kh(Pe - Pw)}{\mu \ln \frac{re}{rw}} \quad (2-99)$$

2.3.11 Ecuación de Continuidad

En los problemas de cualquier tipo de transferencia (fluidos, calor, electricidad), uno de los postulados más útiles es el principio de conservación. Por medio del cual se establece una continuidad en alguno de los parámetros.

En el caso del flujo de fluidos en medios porosos, el parámetro a controlar es la masa, y el principio de conservación de masa establece que:

$$\text{masa que entra} - \text{masa que sale} = \text{cambio de masa}$$

Para su desarrollo consideremos el siguiente volumen elemental de dimensiones

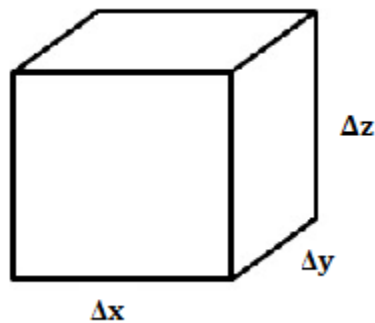


Figura 2.25 Volumen elemental de dimensiones Δx , Δy , Δz

Así, para coordenadas cartesianas tenemos:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v_z) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) \quad (2-100)$$

Procediendo en forma análoga para un volumen de control cilíndrico donde la variación es con respecto al radio, es decir son solo función de r , la ecuación en coordenadas cilíndricas o flujo radial nos dice que:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho v_r) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) \quad (2-101)$$

Adicional a la ecuación de continuidad de masa, se requiere una ecuación de movimiento, en este caso se utiliza la ecuación de Darcy, la cual si bien es una aproximación idealizada al considerar flujo lineal es la más aplicable para el flujo en medios porosos.

2.3.11.1 Ecuación de Movimiento (Darcy)

La ecuación de Darcy queda expresada despreciando los efectos de la gravedad y considerando flujo laminar y número de Reynolds bajos (velocidades bajas) de la siguiente manera:



$$v_x = - \frac{kx}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2-102)$$

Finalmente se requiere de una ecuación que represente los cambios que tendrán los fluidos por efecto de la presión y temperatura, para efectos del yacimiento se considera un proceso isotérmico, con lo que la ecuación de estado de un fluido ligeramente compresible queda de la siguiente forma:

2.3.11.2 Ecuación de Estado

La ecuación de estado relaciona:

$$\rho = \rho(p, T) \quad (2-103)$$

$$C = - \frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (2-104)$$

El signo menos es intencional para que la compresibilidad sea positiva.

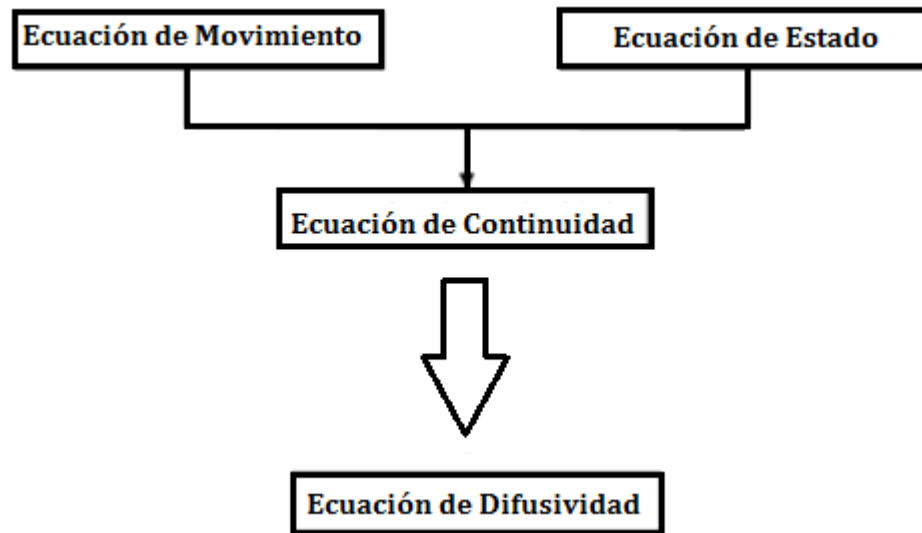
$$C = - \frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \quad (2-105)$$

Fluido ligeramente compresible

$$\rho = \rho_o [1 + c (p - p_o)] \quad (2-106)$$

2.3.12 Ecuación de Difusión

Finalmente la ecuación de difusión se obtiene al combinar la ecuación de estado, la ecuación de movimiento y la ecuación de continuidad.



$$i) \frac{\partial}{\partial x}(\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v_y) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho v_z) = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) \quad (2-107)$$

$$ii) v_x = -\frac{kx}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}; v_y = -\frac{ky}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y}; v_z = -\frac{kz}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \rho g \right) \quad (2-108)$$

$$iii) C = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (2-109)$$

La ecuación de difusividad queda de la siguiente manera:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \nabla^2 p = \frac{\phi\mu Ct}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2-110)$$

Y en coordenadas radiales, se tiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu ct}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2-111)$$



Esta es una de las ecuaciones más comúnmente usadas en los problemas de ingeniería de yacimientos. En donde se ha supuesto:

- Flujo radial de un fluido de compresibilidad pequeña y constante
- Medio poroso homogéneo e isotrópico
- Espesor uniforme de la formación
- Porosidad constante
- Viscosidad del fluido constante
- Gradientes de presión pequeños
- Fuerzas de gravedad despreciables
- Flujo laminar

3. MOJABILIDAD

El objetivo de este capítulo es presentar a fondo el concepto de mojabilidad, su función, la importancia que tiene en el yacimiento, ya que dependiendo si la roca esta mojada por agua o por aceite puede aumentar o disminuir la producción.

3.1 Fundamentos de la mojabilidad

3.1.1 Definición

Se llama así a la capacidad de un líquido de esparcirse sobre una superficie.

La mojabilidad es una función del tipo de fluido y de la superficie sólida. Los aceites que contienen químicos son capaces a veces de cambiar la mojabilidad inicial; los fluidos de perforación y los fluidos inyectados a menudo contienen surfactantes que afectan a la mojabilidad y ángulos de contacto entre el aceite y el agua.

En la figura 3.1, se muestran esquemáticamente los conceptos de mojabilidad y ángulo de contacto.

donde:

- Agua es el líquido mojante $\theta \leq 90^\circ$
- Mercurio es el líquido no mojante $\theta > 90^\circ$

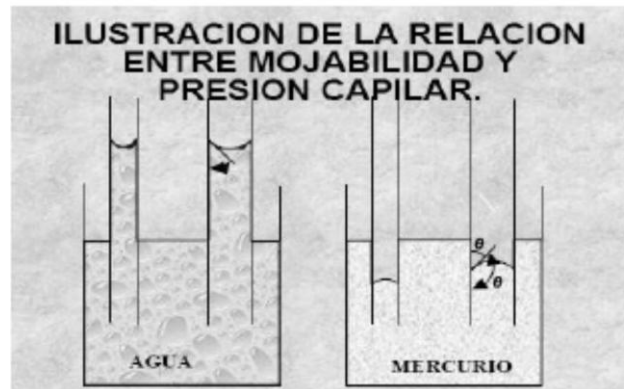


Figura 3.1 Relación entre la Mojabilidad y la Presión Capilar

Se dice que un fluido moja en forma preferencial a la superficie de un sólido cuando se adhiere a ella y tiende a esparcirse sobre la misma, en presencia de otro fluido. Si el ángulo es mayor de cero y menor de 90 grados se dice que la roca es mojada por el agua (Figuras 3.2, 3.3 y 3.4).



Figura 3.2 Sistema completamente mojado por agua.
La gota de aceite es tangente a la superficie de la roca.
Angulo de contacto igual a cero.

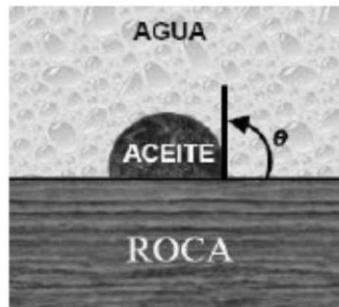


Figura 3.3 Sistema con mojabilidad neutral.
Angulo de contacto igual a noventa.



Figura 3.4 Sistema completamente mojado por aceite.
La gota de agua es tangente a la superficie de la roca.
Angulo de contacto igual a 180 grados.

Las fuerzas de mojabilidad actúan permanentemente a nuestro alrededor. Y además presentan situaciones inverosímiles; por ejemplo, las fuerzas de mojabilidad son las que adhieren los granos de arena para mantener la forma de un castillo de arena hecho por un niño. Las fuerzas de mojabilidad inciden en el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos de distintas maneras, incluyendo la saturación, el flujo multifásico y ciertos parámetros de la interpretación de registros. No obstante, antes de adentrarnos en estos detalles, es mejor establecer primero qué es la mojabilidad.

El término mojabilidad describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Si bien el término “preferencia” puede parecer extraño a la hora de describir un objeto inanimado, describe adecuadamente el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales. Una gota de un fluido preferentemente mojante desplazará a otro fluido; en el extremo, se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido. Si la condición no es fuertemente mojable por agua ni fuertemente mojable por aceite, el equilibrio de las fuerzas del sistema aceite-agua- sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ , entre los fluidos en la superficie sólida.

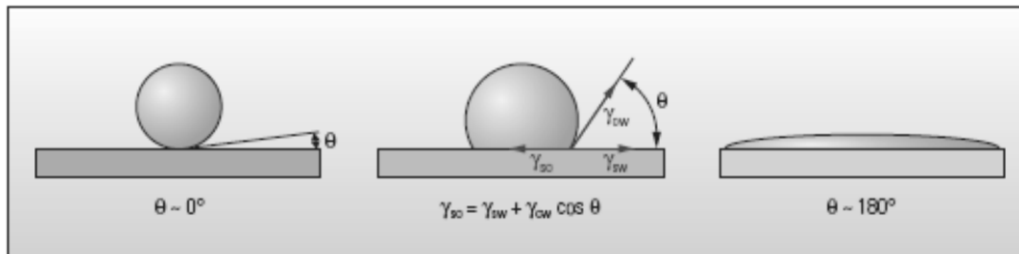


Figura 3.5 Ángulo de contacto. Una gota de aceite (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojable por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojable por aceite (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el aceite y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el aceite y el agua (γ_{ow}).

En muchas aplicaciones de campos petroleros, la mojabilidad se trata como si fuera un elemento binario; la roca es mojable por agua o mojable por aceite. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en la roca yacimiento. En un material poroso homogéneo, saturado con aceite y agua, la expresión “fuertemente mojable por agua” describe un valor extremo de un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con el agua. Una superficie fuertemente mojable por aceite exhibe preferencia al contacto con el aceite. A lo largo del medio continuo rigen diversos grados de mojabilidad, y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto del otro, su condición se denomina mojabilidad intermedia o mojabilidad neutral.

Las rocas del yacimiento son estructuras complejas, que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales. Cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir. Habitualmente, los constituyentes primarios de los yacimientos de cuarzo, carbonato y dolomía son mojables por agua antes de la migración del aceite.

Esto genera una complejidad adicional: la historia de saturación del material puede incidir en la mojabilidad de la superficie, de modo tal que las superficies de poros que habían sido contactadas previamente por aceite pueden ser mojables por aceite, pero las superficies nunca contactadas por aceite pueden ser mojables por agua.



Se han utilizado diversos términos para describir estas dos condiciones, incluyendo las expresiones mojabilidad mixta, mojabilidad fraccional y mojabilidad de tipo dalmata. Se utiliza el término “mojabilidad mixta” para cualquier material cuya mojabilidad no es homogénea. Es importante observar la diferencia fundamental que existe entre condiciones de mojabilidad intermedia (que carecen de preferencia de mojabilidad fuerte) y condiciones de mojabilidad mixta (que poseen una diversidad de preferencias, incluyendo posiblemente la mojabilidad intermedia).

Otra distinción importante es que una superficie preferentemente mojable por agua puede estar en contacto con aceite o con gas. La mojabilidad no describe el estado de saturación: describe la preferencia del sólido a ser mojable por un cierto fluido, cuando ese fluido se encuentra presente. De esta manera, una roca mojable por agua puede ser limpiada, secada y completamente saturada con un alcano, mientras las superficies de los poros permanecen mojables por agua. Esto es fácil de ver: si se deja caer una roca saturada de aceite pero mojable por agua en un frasco de agua, espontáneamente absorberá una cantidad significativa de agua y expulsará aceite.

En el estricto sentido de la palabra, el término imbibición se refiere a un incremento de la saturación de la fase mojante, ya sea que se trate de un proceso de imbibición espontánea o de imbibición forzada, tal como un proceso de inundación con agua en un material mojable por agua. Contrariamente, el proceso de drene se refiere a un incremento de la saturación de la fase no mojante. Sin embargo, en la práctica, el término imbibición se utiliza para describir un proceso con incremento de la saturación de agua, y el término drene se utiliza para describir un proceso con incremento de la saturación de aceite.

3.2 Geometría de poros

La geometría de los poros complica la aplicación de los principios de mojabilidad analizados precedentemente. Un ángulo de contacto es más fácil de comprender cuando la superficie es un plano liso. No obstante, las paredes de los poros no son superficies planas y lisas, y habitualmente la matriz que rodea los poros está compuesta por más de una especie mineral.

La rugosidad de la superficie confunde la visualización de un ángulo de contacto simple en un poro, porque el ángulo de contacto aparente (basado en el plano promedio de la superficie) puede diferir significativamente del ángulo de contacto verdadero que se basa en la orientación local de la superficie (Figura 1.38). Los puntos pronunciados de la superficie, o asperezas, también pueden constituir los lugares geométricos para el adelgazamiento de la película de agua que reviste la superficie, lo que genera el potencial para la alteración de la mojabilidad en estos puntos.

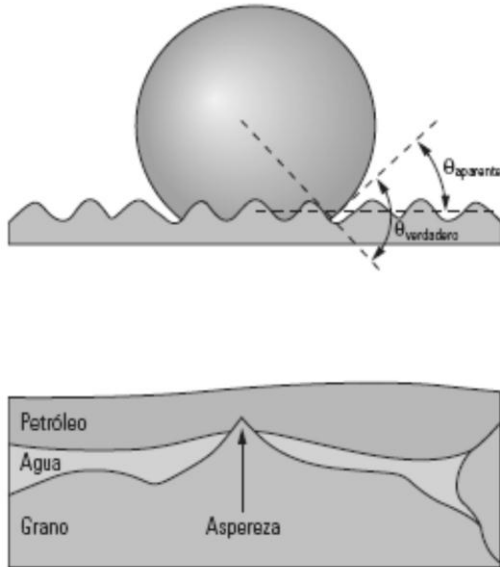


Figura 3.6 Rugosidad de la superficie de poros.

El ángulo de contacto aparente, medido a partir del plano superficial promedio, puede diferir significativamente del ángulo de contacto verdadero en una superficie con inclinación local (extremo superior).

Aunque un poro sea mojable por agua, puede suceder que el agua superficial no sea una capa doble, pero podría poseer mayor espesor debido a la rugosidad de los poros (extremo inferior). En una aspereza, las fuerzas superficiales son más favorables para desplazar la capa doble, que en otras partes de la superficie.

Los modelos conceptuales o tutoriales de capilaridad en medios porosos a menudo hacen referencia a un modelo de tipo “haz de tubos capilares.” La distribución de los tamaños de los poros es modelada mediante una distribución de los tubos capilares con diversos radios. Cada tubo capilar es invadido por una fase no mojante de aceite, con una presión capilar de entrada diferente, que es inversamente proporcional al radio de ese tubo capilar. Una vez superada la presión de entrada, la sección transversal entera del tubo capilar se llena con aceite.

En la realidad, la geometría compleja de un poro es definida por las superficies de los granos que lo rodean. La presión capilar de entrada en esta geometría, está relacionada con el radio inscripto de la garganta de poro adyacente más grande. Si bien la mayor parte del medio poroso puede llenarse con aceite, los intersticios donde se encuentran los granos no se llenan, porque la presión capilar es insuficiente para impulsar la fase no mojante de aceite hacia el interior de esos espacios.

En consecuencia, dependiendo de la geometría y las gargantas de los poros, y de la rugosidad de la superficie, ciertas partes del espacio poroso se llenan con aceite y las otras con salmuera (asumiendo un nivel de saturación de gas nulo). Algunas superficies sólidas están en contacto con el aceite, y para algunas o la totalidad de esas superficies, la película de agua quizás no sea estable. Cuando la película no es estable, la preferencia de la mojabilidad de la superficie puede modificarse. Esto puede conducir a una situación de mojabilidad mixta, en la que algunas partes de la superficie de poros son mojables por agua y otras mojables por aceite. La teoría generalmente aceptada es que debido a la forma en que surgió esta condición, es más probable que los espacios porosos grandes sean mojables por aceite y que los espacios porosos pequeños y los intersticios de los poros sean mojables por agua (Figura 3.7).

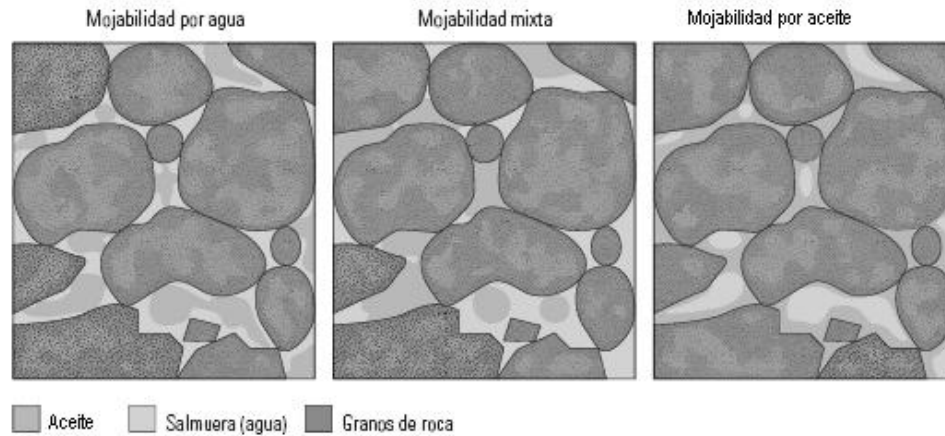


Figura 3.7. Mojabilidad en los poros. En un caso de mojabilidad por agua (izquierda), el aceite permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por aceite (derecha). En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el aceite ha desplazado al agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua (centro). Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y aceite.

Esta vista simple asume la existencia de una formación homogénea con migración de aceite desde abajo. La mayoría de las formaciones son más complejas que ésta, y la complejidad litológica debe ser tenida en cuenta a la hora de aplicar la historia de migración al estado de mojabilidad imperante.

Además de esta mojabilidad mixta, basada en la historia de saturación, puede existir una mojabilidad basada en la mineralogía. El pH y las condiciones de concentración para que exista una película de agua estable son diferentes para las superficies de cuarzo, dolomía y calcita, y para las arcillas y otros compuestos dentro del espacio poroso. De este modo, granos diferentes pueden tener preferencias de mojabilidad diferentes.

Hoy en día, muchos especialistas consideran que la mayor parte de los yacimientos de aceite poseen algunas características de mojabilidad mixta. La condición mojable por agua original es modificada, en cierta medida, por la migración del aceite. En el análisis que se presenta a continuación, se examina las implicancias de la condición de mojabilidad sobre el flujo multifásico, examinando un caso de flujo bifásico a través de un medio uniformemente mojable por agua y luego a través de otro medio con mojabilidad mixta (Figura 3.8).

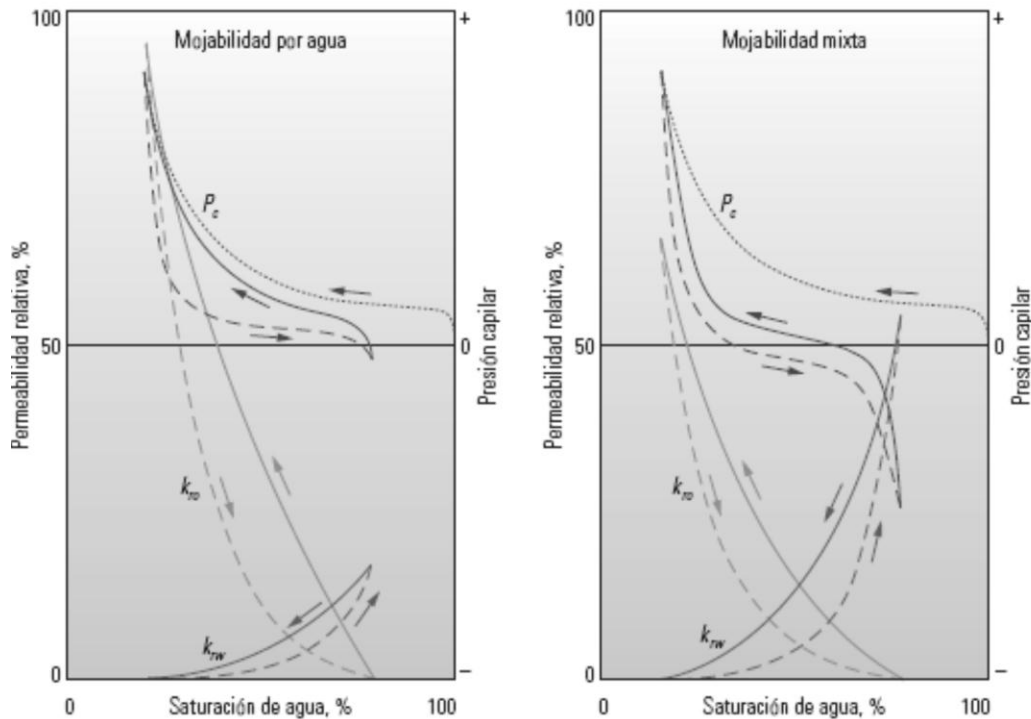


Figura 3.8 Presión capilar y permeabilidad relativa para las condiciones de mojabilidad por agua y mojabilidad mixta.

Esta representación esquemática contrasta las posibles curvas de presión capilar, P_c , (rojo), y permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , (azul), y al aceite, k_{ro} , (verde), para yacimientos con mojabilidad por agua (izquierda) y mojabilidad mixta (derecha). La primera curva a considerar es la curva P_c de drenaje primario (línea punteada), que indica una cierta presión en la fase aceite, requerida para que se produzca un desplazamiento sustancial del agua. Dado que la mayor parte de los yacimientos se consideran mojables por agua, cuando el aceite migra por primera vez, esta curva se utiliza también para la condición de mojabilidad mixta. Las otras curvas (línea de guiones = incremento de la saturación de agua, línea sólida = incremento de la saturación de aceite) difieren, en base al cambio de mojabilidad debido al contacto del aceite con las superficies en los espacios porosos grandes. En la situación fuertemente mojable por agua, la curva de presión capilar se mantiene positiva a lo largo de la mayor parte del rango de saturación, mientras que en el caso de mojabilidad mixta su signo posee tanto porciones positivas como negativas, lo que significa que ciertas partes de la superficie absorben agua y otras absorben aceite. Los valores de k_{ro} son menores cuando la saturación de agua es baja, en el caso de mojabilidad mixta, porque el aceite compite con el agua en los poros grandes. De un modo similar, el valor de k_{rw} , cuando la saturación de agua es alta, se reduce en el caso de mojabilidad por agua porque el aceite ocupa preferentemente los poros grandes.



3.2.1 Caso de mojabilidad por agua

Como fase preferentemente mojante, el agua se alojará en los espacios pequeños que no fueron invadidos por el aceite. El aceite se ubicará en los poros grandes. Antes de explotar esta formación, ambas fases son continuas aunque la fase agua connota alojada en la parte más elevada de la formación, puede exhibir una saturación tan baja que la permeabilidad relativa al agua, kr_w , sea esencialmente nula. Dado que los registros de resistividad eléctrica responderán a una fase de agua conductora continua, es válida la utilización de un exponente de saturación de Archie, n , de aproximadamente 2.

Bajo un proceso de inundación con agua, natural o inducido, ambas fases fluyen. La permeabilidad relativa al aceite, k_{ro} , es alta ya que el aceite fluye a través de los poros más grandes y se reduce a medida que decrece la saturación de aceite. La permeabilidad relativa al agua, kr_w , comienza baja y luego aumenta conforme se incrementa la saturación de agua.

La saturación de agua aumenta preferentemente en los espacios porosos más pequeños, primero, debido a las fuerzas de mojabilidad. A medida que el desplazamiento pasa de los poros más pequeños a los más grandes, el agua ocupa cada vez más gargantas de poros previamente llenas de aceite. Un poro o un grupo de poros que contiene aceite pueden desvincularse del resto del aceite. Debido a la falta de suficiente presión de drene para superar la presión capilar de entrada para la garganta de poro saturada de agua, el aceite queda atrapado en el lugar.

Finalmente, todos los trayectos de flujo continuo se llenan de agua y el aceite deja de fluir. El valor de kr_w final es más bajo que el valor de k_{ro} original debido al aceite entrampado en los poros grandes.

Este aceite entrampado constituye uno de los objetivos de los métodos de recuperación mejorada. Algunos de estos métodos procuran movilizar el aceite mediante la reducción de la tensión interfacial o a través de la modificación del ángulo de contacto. Ambas opciones producen el efecto de reducción de la presión capilar de entrada. Otra forma de producir más aceite es a través del incremento del gradiente de presión, o de la fuerza viscosa, dentro del poro. La relación entre la fuerza viscosa debida a una presión de drene y la fuerza capilar en la interfase empujada se denomina número capilar. Un número capilar alto se traduce en una mayor recuperación, y puede ser incrementado mediante la reducción de la tensión interfacial o produciendo una mayor caída de presión.

3.2.2 Caso de mojabilidad mixta

En este caso, es probable que el aceite haya migrado hacia una formación mojable por agua, de manera que la distribución original de la saturación de agua y aceite puede ser macroscópicamente similar al caso descrito precedentemente. No obstante, en un caso de mojabilidad mixta, el aceite que ocupa los espacios grandes de los poros ha alterado la mojabilidad de las superficies de poros contactadas.

Como antes, inicialmente el valor de k_{ro} es alto y el valor de kr_w es bajo. No obstante, a medida que se incrementa la saturación de agua, invade los poros más grandes primero y permanece en el centro de esos poros, debido a la condición de mojabilidad por aceite de las superficies que los rodean.

Esto produce una declinación más rápida de k_{ro} ya que los trayectos más permeables se llenan con agua. No obstante, el agua no atrapa al aceite porque las superficies mojables por aceite proveen un trayecto para que el aceite fugue desde los poros prácticamente llenos de agua. Es probable que el agua de inundación no esté en contacto con el agua connata, lo que puede arrojar un exponente de saturación de Archie, n , mayor que 2.

En esta condición de mojabilidad mixta, cuando el agua irrumpe en un pozo productor, la producción de aceite continúa por largo tiempo aunque el corte de agua se incrementa. Las pruebas de laboratorio, efectuadas en núcleos preparados con un procedimiento que conduce a condiciones de mojabilidad mixta, de grado variable, indican que la recuperación máxima del aceite se obtiene para las muestras levemente mojables por agua.

Tanto en la condición de mojabilidad por agua como en la condición de mojabilidad mixta, el fenómeno de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar acompaña los cambios producidos en la saturación (Figura 3.9). Esto refleja la diferencia entre el ángulo de contacto correspondiente al avance del agua y el correspondiente al retroceso del agua, y las localizaciones del aceite y del agua en los espacios porosos.

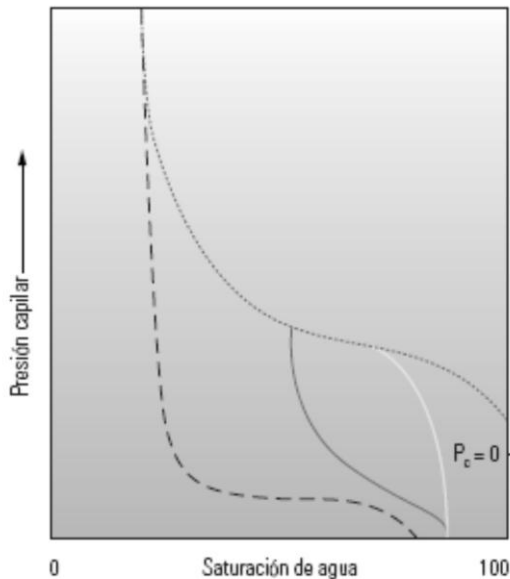


Figura 3.9. Histéresis en las Curvas de Presión Capilar. Las curvas de drene primario (rojo) e imbibición (negro) delimitan el comportamiento de la presión capilar. Si la dirección del cambio producido en la saturación se invierte en un nivel de saturación intermedia, P_c seguirá un trayecto intermedio (verde). Otra inversión llevará ese valor nuevo - mente a la curva de drene (amarillo). Este comportamiento podría producirse en medio de una zona de transición, o como resultado de la formación de un banco de aceite durante un proceso de inundación con agua.

3.2.3 Caso de mojabilidad por aceite

El caso extremo de un yacimiento completamente mojable por aceite es improbable excepto en un yacimiento que es su propia roca generadora. En ese caso, el kerógeno los sólidos orgánicos que pueden producir aceite cuando se calientan en sitio y el proceso de maduración del aceite podrían generar superficies mojables por aceite.

3.3 Métodos de medición para la mojabilidad

Muchos diferentes métodos han sido propuestos para la medición de la mojabilidad de un sistema. Estos incluyen métodos cuantitativos, ángulos de contacto, imbibición y fuerza e desplazamiento (Amott), y UBSM método de mojabilidad y métodos cualitativos, imbibición, exanimación microscópica, flotación, desplazamiento de vidrio, curvas de permeabilidad relativa, relación de permeabilidad/saturación, curvas de presión capilar, método capilarímetro, presión de desplazamiento capilar, resonancia magnética y absorción de colora

3.3.1 Métodos cualitativos

Las mediciones obtenidas de los núcleos incluyen mediciones de imbibición y de presión capilar por centrifugado (Figura 3.10). Una prueba de imbibición compara la imbibición espontánea del aceite y del agua con el cambio de saturación total obtenido mediante un proceso de inundación.

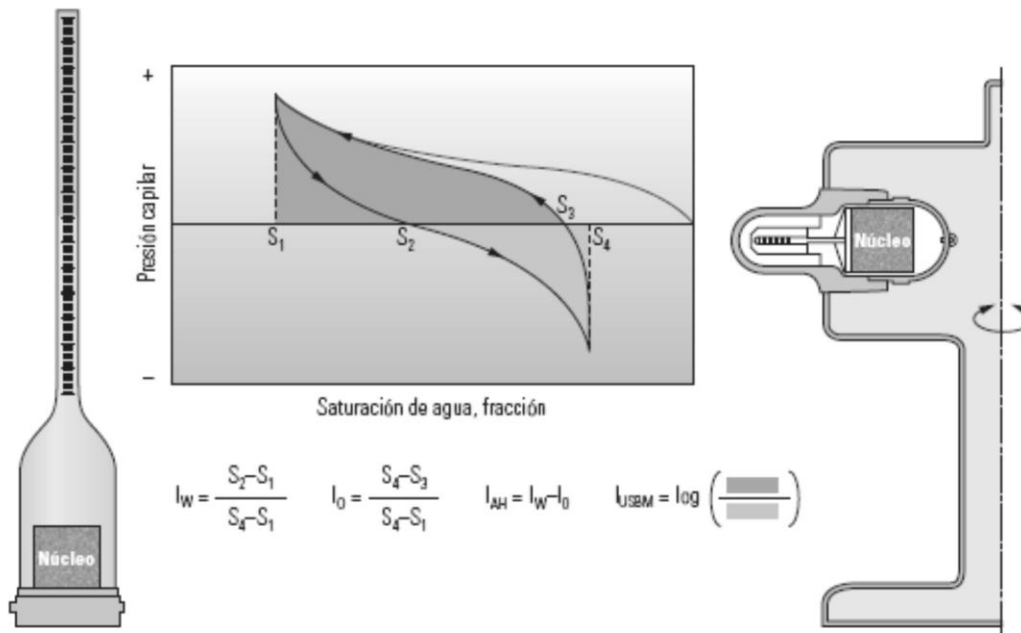


Figura 3.10. Medición de la Mojabilidad en los Núcleos.

Una celda de imbibición contiene una muestra con una saturación S_{wirr} en agua (izquierda). El aceite expulsado se recoge en la parte superior de un tubo graduado. Una celda similar, invertida, puede medir la imbibición de aceite, partiendo de S_{or} . En un centrifugador, el tubo graduado se encuentra en un radio mayor que el núcleo para la recolección del agua (derecha), y en una configuración opuesta para recoger el aceite. Las mediciones se ilustran en una curva de presión capilar (centro). La imbibición espontánea de agua oscila entre S_1 , que es S_{wirr} , y S_2 con un nivel de presión capilar nulo.



El núcleo se inunda con agua o se hace rotar en un centrifugador, desplazándose a lo largo de la curva de presión capilar negativa hasta S_4 . La imbibición espontánea de aceite oscila entre S_4 y S_3 , y luego un proceso de inundación con aceite lleva la muestra nuevamente a S_1 , asumiendo que no se produjo ningún cambio en la mojabilidad debido al proceso de inundación. El índice de imbibición es la relación entre el cambio de saturación espontáneo y el cambio de saturación espontáneo, más el inducido, determinados por separado para el agua, I_w , y el aceite, I_o . El índice de Amott-Harvey es $I_w - I_o$. El índice USBM utiliza las áreas presentes por debajo de las curvas de presión capilar positiva y negativa. Este índice es el logaritmo de la relación de las áreas.

Normalmente se utiliza la prueba de imbibición de Amott-Harvey. Una muestra, con saturación de agua irreducible, *Swirr*, colocada en un tubo lleno de agua absorbe espontáneamente agua a lo largo de un cierto período; 10 días como mínimo, y a veces mucho más tiempo. Luego, la muestra se coloca en una celda de flujo por la que se hace pasar agua, observando la recuperación adicional de aceite. La muestra se encuentra ahora en un estado de saturación de aceite residual, *Sor*, y el proceso se repite con un tubo de imbibición lleno de aceite y luego con un dispositivo de inundación con aceite. Las relaciones independientes entre imbibición espontánea y cambio de saturación total para el agua, I_w , y para el aceite, I_o , se denominan índices de imbibición del agua y del aceite, respectivamente. El índice de Amott-Harvey es la diferencia entre las relaciones de agua y aceite. El resultado es un número situado entre +1 (fuertemente mojable por agua) y -1 (fuertemente mojable por aceite).

En una prueba de la Oficina de Minas de EUA (USBM), un centrifugador hace girar la muestra de núcleo a velocidades que aumentan en forma gradual. La muestra comienza con un estado de saturación de agua irreducible, *Swirr*, en un tubo lleno de agua. Después de aplicar diversas velocidades de rotación, la muestra alcanza el estado de saturación de aceite residual, *Sor*, y se coloca en un tubo lleno de aceite para la obtención de otra serie de mediciones. Se calculan las áreas existentes entre cada una de las curvas de presión capilar y la línea de presión capilar cero, y el logaritmo de la relación entre el área de incremento de agua y el área de incremento de aceite arroja el índice de mojabilidad USBM. El rango de mediciones se extiende desde $+\infty$ (fuertemente mojable por agua) hasta $-\infty$ (fuertemente mojable por aceite), si bien la mayor parte de los resultados de las mediciones se encuentra en el rango que oscila entre +1 y -1. El método centrífugo es rápido, pero las saturaciones deben corregirse porque el centrifugador induce un gradiente de presión capilar no lineal en la muestra.

Es posible combinar las mediciones obtenidas con los métodos de Amott-Harvey y USBM mediante la utilización de un centrifugador, en lugar de un proceso de inundación con agua y aceite para obtener los estados de inundación forzada. El índice de Amott-Harvey se basa en el cambio relativo producido en la saturación, mientras que el índice USBM arroja una medida de la energía necesaria para efectuar el desplazamiento forzado, lo que los convierte en indicadores de la mojabilidad relacionados, pero independientes.

Lamentablemente, la mojabilidad del núcleo puede ser alterada en cualquiera de las etapas de manipuleo, antes de que el núcleo llegue al laboratorio, aunque se adopten recaudos para preservar su estado de mojabilidad original. En primer lugar, se puede contaminar con el lodo de perforación. En su viaje hacia la superficie, los cambios producidos en la temperatura y la presión pueden producir cambios en la composición de los fluidos, posibilitando que los asfaltenos y las parafinas precipiten y recubran las superficies de poros.

La exposición al oxígeno puede alterar la composición química del aceite crudo, generando surfactantes que afectan el núcleo. Estos cambios también pueden producirse durante el almacenamiento y el posterior manipuleo.

La alternativa con respecto a la utilización de núcleos preservados consiste en restituir la condición del núcleo. Primero, mediante un proceso de limpieza vigoroso, se hace que un núcleo se vuelva mojable por agua, luego el núcleo se satura en salmuera de formación simulada y se deja reposar. A continuación, se inunda con aceite crudo habitualmente aceite muerto y se deja reposar durante unos 40 días, generalmente a temperatura y presión de yacimiento. Existen métodos más complejos que preservan las arcillas sensibles. La hipótesis es que el resultado de este procedimiento se aproxima al estado de mojabilidad en sitio. No obstante, las variaciones producidas en la composición de la salmuera o del aceite, entre la formación a lo largo de toda su historia y el laboratorio, pueden afectar el estado de mojabilidad resultante.

3.3.2 Métodos cuantitativos

La mojabilidad puede medirse en el laboratorio. Generalmente se utilizan tres métodos cuantitativos: (1) medición del ángulo de contacto, (2) Método de Amott y (3) el método de USBM. El ángulo de contacto, mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que los métodos de Amott y USBM miden la mojabilidad promedio de un espécimen. Los dos últimos métodos también se utilizan en pruebas combinadas, como el Método USBM modificado.

3.3.2.1 Medición del ángulo de contacto

El ángulo de contacto puede medirse al sumergir dos placas suaves de minerales paralelas en agua y, después se introduce una gota de aceite entre las placas. Cuando las placas se mueven una con respecto a la otra, se forma un ángulo de contacto. El ángulo máximo se obtiene pulsando el líquido sobre la superficie, mientras que el mínimo se obtiene pulsando el líquido de vuelta. Los ángulos máximos y mínimos, medidos a través del mismo líquido se conocen como el ángulo de contacto de avance y el ángulo de contacto de retroceso, respectivamente.

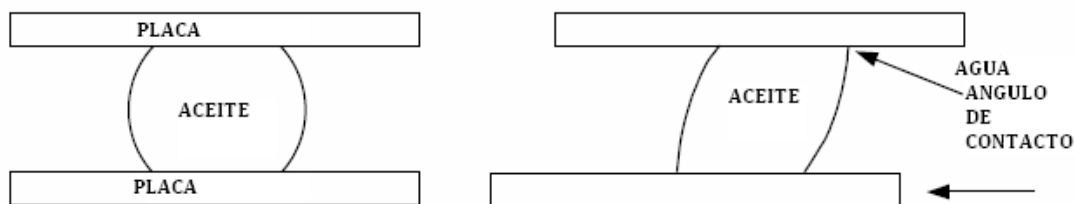


Figura 3.11 Medición del ángulo de contacto.

Morrow (Morrow 1990) afirma que el avance de agua y los ángulos de contacto son reportados como la definición de mojabilidad porque estos son considerados relevantes para la inyección de agua. Una variedad de ángulos de contacto se medirá en la mayoría de los sistemas, sin embargo, con valores máximos y mínimos relativamente reproducibles.

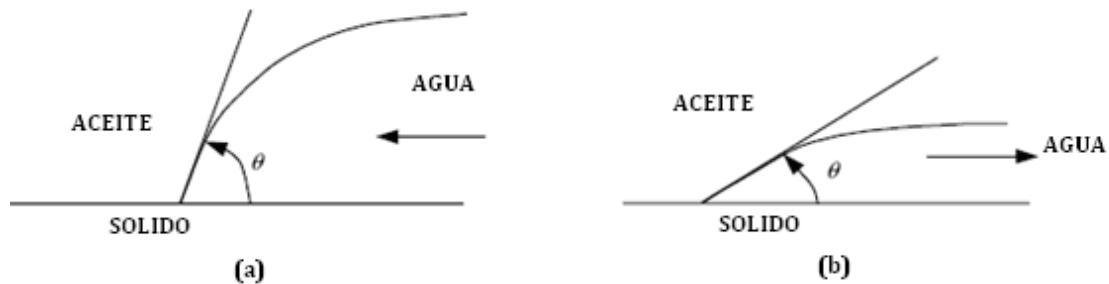


Figura 3.12 Histéresis en ángulo de contacto en un medio poroso mojado por agua (a) incremento en la fase mojante (imbibición) y (b) decremento en la fase mojante (drene).

La diferencia entre los dos ángulos es la histéresis del ángulo de contacto, que puede ser mayor que 60° . Parece que hay tres causas de histéresis de ángulo de contacto: superficie de rugosidad, la superficie de la heterogeneidad y la inmovilidad de superficie en una escala macromolecular. La histéresis del ángulo de contacto es uno de los factores causando histéresis entre las presiones capilares medidas con incrementos contra decrementos de saturaciones en la fase mojante. El valor medido del ángulo de contacto también puede depender fuertemente del tiempo de exposición del sólido a ambos fluidos, como puede ocurrir que se altere la mojabilidad de la superficie. El concepto de mojabilidad explicado en base al ángulo de contacto, no es muy útil, dado que se basa en una superficie plana para medirse.

3.3.2.2 Método de Amott

El método de Amott, combina imbibición espontánea y forzada, para medir la mojabilidad promedio de un espécimen. El método es basado en el hecho de que la fase mojante generalmente imbibición espontáneamente en el espécimen y desplaza a una no mojante. La proporción de la imbibición espontánea y forzada se utiliza para reducir la influencia de otros factores tales como la permeabilidad, viscosidad y la saturación inicial del espécimen. Basado en el método Amott-Harvey, el índice de mojabilidad puede calcularse. El índice compara el potencial de imbibición de agua y aceite y varía de +1 para los especímenes fuertemente mojados por agua a -1 para los especímenes fuertemente mojados por aceite.

En el primer paso del método de Amott, el espécimen se centrifuga primero en agua y después en aceite para reducir la saturación de agua irreducible S_{wir} del espécimen. Después consta de los siguientes cuatro pasos: (1) sumergir el espécimen en el agua y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente, (2) centrifugar el espécimen en agua hasta que alcance la saturación residual del aceite S_{orw} y medir la cantidad de aceite desplazado en virtud de la fuerza, (3) sumergir el espécimen en aceite y medir el volumen de agua desplazado espontáneamente y (4) Centrifugar el espécimen en aceite hasta que se alcanza S_{wir} y medir la cantidad de agua desplazada en virtud de la fuerza. El espécimen puede ser impulsado a S_{wir} y S_{orw} por el flujo, en lugar de hacerlo con una centrifugadora.

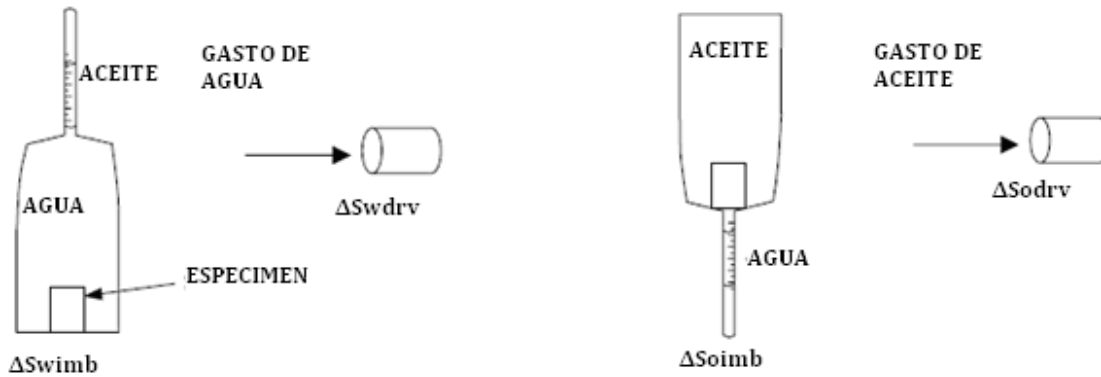


Figura 3.13 Medición del índice mojabilidad por el método de Amott-Harvey.

El cálculo por el método de Amott-Harvey utiliza tres índices de mojabilidad. El índice mojado por agua WWI es la proporción desplazada por agua, es decir, la proporción de la saturación espontánea cambia para el cambio de saturación total y puede ser definida para la imbibición espontánea de agua ΔS_{Wimb} y maneja el de cambio de saturación de agua ΔS_{Wdrv} .

$$WWI = \frac{\Delta S_{Wimb}}{(\Delta S_{Wimb} + \Delta S_{Wdrv})} \quad (3-1)$$

El índice mojado por aceite OWI se define del mismo modo para la imbibición espontánea de aceite, maneja el cambio de ΔS_{Oimb} a la saturación de aceite ΔS_{Odrv} , es decir, la proporción desplazado por aceite. En el método de Amott, el coeficiente de desplazamiento por agua es cero para neutral y en especímenes mojados por aceite y aumenta aproximadamente 1 para mojados por agua. Del mismo modo, el coeficiente de desplazamiento-por-aceite es cero para neutral y para especímenes mojados por agua y aumenta aproximadamente a 1 para los mojados por aceite.

El índice de mojabilidad Amott-Harvey es la proporción de desplazamiento-por-agua menos la proporción de desplazamiento-por-aceite. Esto combina las proporciones de dos en un índice único de mojabilidad:

$$WI = WWI - OWI \quad (3-2)$$

3.3.2.3 Método USBM

El método USBM incluye medición de curvas de presión capilar de drene y la imbibición, normalmente mediante el uso de una centrifuga. El método compara el trabajo necesario de un fluido para desplazar a otro. Debido al favorable cambio de energía libre, el fluido requiere trabajo para desplazar de la fase mojante a la no mojante para el espécimen es menor trabajo para un desplazamiento opuesto. Se ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. Basado en el método USBM, se puede calcular el índice de mojabilidad USBM.

Este índice es ilimitado. Aunque experimentalmente, el índice por lo general cae dentro de $-1 + 1$. De acuerdo con el Man y Jing (Man & Jing 2000), el espécimen es preferentemente mojado por agua si el índice es mayor que cero. Si el índice es menor que cero, el espécimen es preferentemente mojado por aceite. El espécimen es mojado neutralmente si el índice es aproximadamente de cero.

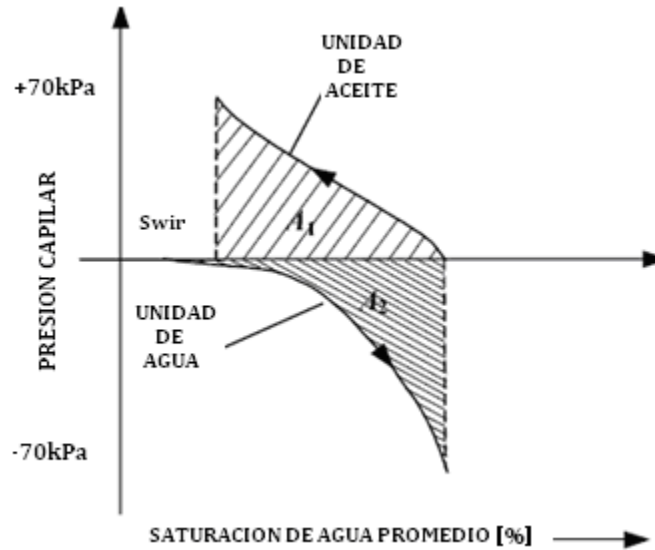


Figura 3.14 Grafica de la medición de la mojabilidad mediante el método USBM para un sistema mojado- mixto.

Antes el método USBM, el espécimen es preparado por centrifugación en primer lugar en agua y después en aceite a Swir. En el primer paso del método USBM, el espécimen se coloca en el agua y se centrifuga en forma incremental cada vez más rapidez. Este paso es conocido como la unidad de agua, porque el agua desplaza aceite desde el espécimen. A cada incremento de velocidad, la saturación promedio del espécimen se calcula a partir del volumen de aceite expulsado y la presión capilar se calcula a partir de la aceleración rotacional. En el segundo paso, el espécimen se coloca en aceite y centrifuga. Durante esta unidad de aceite, se calculan las presiones capilares y saturaciones promedio. Tanto en la unidad de agua y en la unidad de aceite son realizadas hasta que se alcanza una presión capilar de 70 kPa (10 psi). En cada caso (unidad de agua y aceite), las curvas son extrapoladas linealmente o truncadas si la última presión no es exactamente 70 kPa. El método USBM utiliza la proporción de las áreas bajo las dos curvas de presión capilar para calcular un índice de mojabilidad (Anderson 1986a). En la figura 3.16, se muestra la gráfica de la determinación del índice mojabilidad por el método USBM para un sistema mojado- mixto.

El índice USBM es el registro de la relación de las zonas bajo la parte de la unidad de agua y el aceite de las curvas de presión capilar para una presión capilar entre -70 kPa y 70 kPa:

$$\text{Índice USBM} = \ln(A1/A2) \quad (3-3)$$

Donde A1 es el área bajo la curva de la unidad de aceite, y A2 es el área por encima de la curva de la unidad de agua.

3.3.2.4 Método USBM modificado

El método USBM modificado es una combinación del método de Amott y USBM que permite el cálculo de los índices de mojabilidad tanto de Amott-Harvey como los de USBM. Existen dos ventajas de combinar estos métodos. En primer lugar, la resolución del método USBM se ha mejorado por la contabilidad para que los cambios de saturación que se producen en cero, presión capilar, y en segundo lugar, el índice de Amott-Harvey se calcule bien. El procedimiento consta de cinco pasos: (1) el espécimen es preparado por centrifugación primero en agua y, a continuación, en aceite a Swir, (2) imbibición espontánea de agua, (3) unidad de agua, (4) imbibición espontánea de aceite y (5) unidad de aceite. En el segundo paso, el espécimen se sumerge en agua, y se mide el volumen de agua que imbibes espontáneamente. Durante la unidad de agua, la saturación promedio del espécimen se determina por el volumen de aceite expulsado en cada presión capilar incremental que se calcula a partir de la aceleración de la rotación. Al final de la unidad de agua, se deja el espécimen en Sorw. En el cuarto paso, el espécimen se encuentra inmerso en aceite, y se mide el volumen de aceite que imbibes espontáneamente. El paso final es la unidad de aceite, donde el espécimen nuevamente está impulsado a Swir. Una gráfica de las mediciones de mojabilidad establecido por el método USBM modificado para un sistema mojado- mixto se muestra en la figura 3.15.

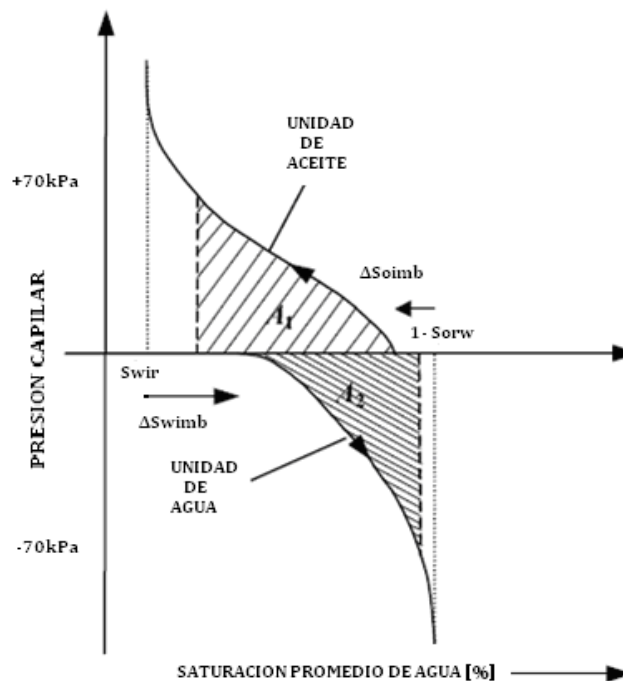


Figura 3.15 Grafica de mediciones de mojabilidad mediante el método USBM modificado para un mojado- mixto.

Las zonas bajo las curvas de la unidad de agua y aceite se utilizan para calcular el índice USBM, mientras que el índice de Amott-Harvey utiliza los volúmenes de desplazamientos de agua y aceite, espontáneos y totales.



El método USBM modificado se ilustra mejor para un sistema húmedo no homogéneo, pero como el Amott-Harvey y los índices de mojabilidad USBM son una medida de la mojabilidad promedio de un espécimen, estos índices no son muy representativos para especímenes con mojabilidad no homogénea.

Para la Método USBM y el método USBM modificado, el índice USBM original se encuentra desde el área bajo la presión capilar frente a la curva de la saturación promedio.

Un índice USBM modificado se encuentra desde el área bajo la presión capilar frente a la curva de la saturación de cara a la final. En este informe, la saturación promedio del espécimen es usada para la determinación del índice USBM, es decir, se calcula el índice USBM original. En contraste, las curvas de presión capilar se basan en la saturación en la cara-final de los especímenes, que se calcula a partir de la saturación promedio.

El método USBM parece ser superior al método de Amott, que es insensible cerca de mojabilidad neutral. Es posible tener un índice de mojabilidad de Amott Harvey de alrededor de cero, ya sea porque el material imbibes ni agua ni aceite fuertemente, o porque lo imbibes un poco de ambos en el mismo grado.

Sin embargo, la Método USBM no puede determinar si un sistema tiene mojabilidad homogéneo o no, mientras que el Método de Amott a veces es sensible. En algunos sistemas mojados fraccional o mixto, tanto el agua y el aceite imbiben espontáneamente. El método de Amott tendrá proporciones de desplazamiento-por-agua y desplazamiento-por-aceite positivos, indicando que el sistema mojado es no homogéneo.

Así pues, existen dos ventajas del método combinado de Amott y USBM. Se ofrece una sensibilidad cerca de mojabilidad neutral y a veces indicará si un sistema es no homogéneo.

En la tabla 3.1 se muestra la relación aproximada entre mojabilidad, ángulo de contacto y el método USBM y método Amott-Harvey se incluyen.

Tabla 3.1 Relación aproximada entre mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad de USBM y Amott-Harvey.

	Mojado por agua	Mojado neutral	Mojado por aceite
Angulo de contacto			
Mínimo	0°	60 a 75°	105 a 120°
Máximo	60 a 75°	105 a 120°	180°
Índice de mojabilidad USBM	W cerca 1	W cerca 0	W cerca -1
Índice de mojabilidad Amott			
Desplazamiento por proporción de agua	Positivo	Cero	Cero
Desplazamiento por proporción de aceite	Cero	Cero	Positivo
Índice de mojabilidad Amott-Harvey	$0.3 \leq / \leq 1.0$	$0.3 < / < 0.3$	$1.0 \leq / \leq -0.3$



Según Anderson, un método cualitativo de medición de mojabilidad es el método de imbibición porque da una idea rápida pero preliminar de la mojabilidad. El método de imbibición puede describirse como una forma modificada del método de Amott, ya que las proporciones de imbibición durante la medición de la imbibición espontánea también se miden. En este Método, el espécimen se suspende en aceite o agua con un balance electrónico por una pequeña línea. Cambio de peso es monitoreado como una función del tiempo, como se produce la imbibición espontánea. El grado de mojabilidad es indicado por la velocidad y el volumen de imbibición. El espécimen es fuertemente mojado por agua si grandes volúmenes de agua imbiben rápidamente, mientras que las proporciones más bajas y menores volúmenes implican a un espécimen más débilmente mojado por agua. Esto es similar para la imbibición de aceite para un espécimen mojado por aceite. Si el aceite ni agua imbiben espontáneamente, el espécimen es mojado neutralmente. Por último, algunos especímenes imbiben tanto el agua y el aceite espontáneamente. Estos especímenes son una mezcla y se dice que tienen una mojabilidad fraccional. Uno de los problemas con el método de imbibición es que además de mojabilidad, proporciones de imbibición también dependen de la permeabilidad magnética, viscosidad, IFT, estructura porosa y saturación inicial del espécimen. Esta dependencia podrá reducirse en comparación de la proporción de imbibición medida con una proporción de referencia que se mide cuando el espécimen es fuertemente mojado por agua.

3.4 La importancia práctica de la mojabilidad

El precio favorable que posee actualmente el aceite ha mejorado los aspectos económicos de los métodos de inyección de agua y de algunos métodos de recuperación mejorada de aceite. Dado que en el yacimiento fluyen múltiples fases es importante comprender la mojabilidad. No obstante, incluso durante la recuperación primaria, la mojabilidad incide en la productividad y en la recuperación del aceite.

La mojabilidad original de una formación, y la mojabilidad alterada durante y después de la migración de hidrocarburos, inciden en el perfil de saturación de agua inicial, S_{wi} , y en las características de producción de la formación.

La mayoría de los yacimientos son mojables por agua antes de la migración de aceite y exhiben una zona de transición larga, a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de un predominio de aceite con agua irreducible en el tope de la zona de transición a la presencia de agua en la base.

Esta distribución es determinada por la diferencia de presión, basada en la flotabilidad entre la fase aceite y la fase agua, y se conoce como presión capilar, P_c . (Figura 3.16) El aceite que migra hacia un yacimiento mojado por aceite exhibirá un perfil de saturación diferente: saturación de aceite esencialmente máxima en dirección hacia la base del yacimiento. Esta diferencia refleja la facilidad de invasión de un fluido mojante.

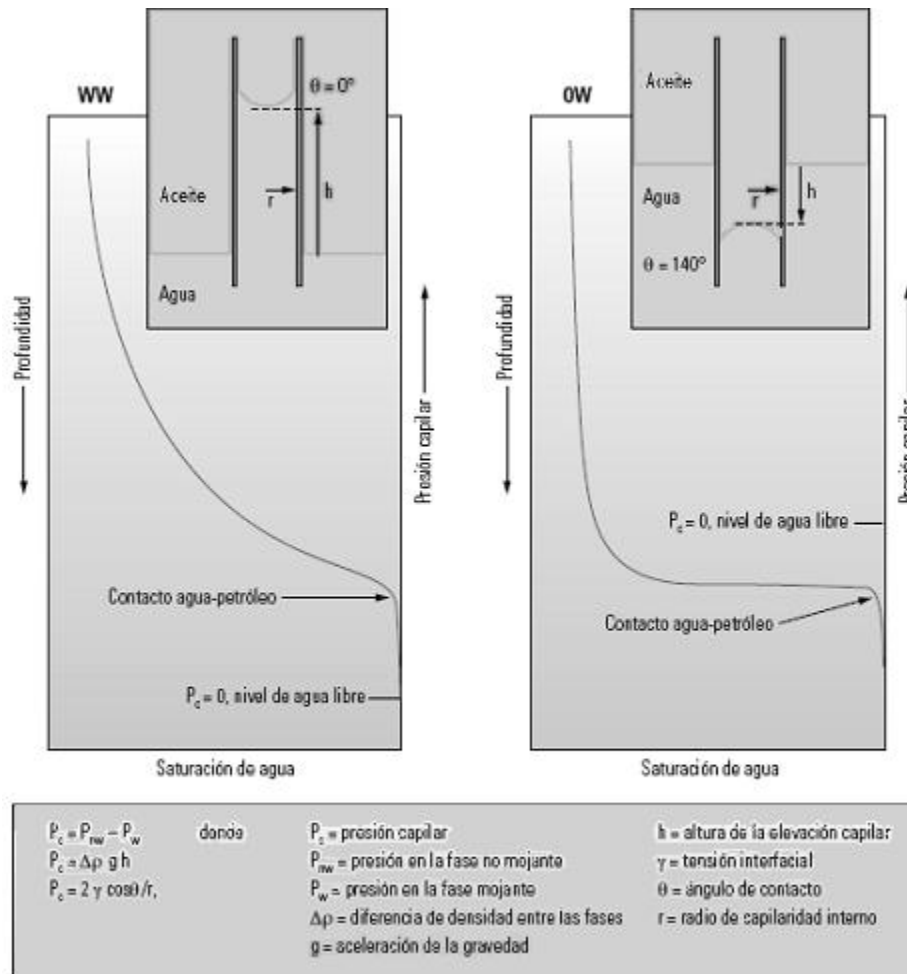


Figura 3.16 Formación de una zona de transición.

Una formación homogénea exhibe una zona de transición que pasa de un valor de saturación de aceite alto en el tope, a un valor de saturación de agua alto en la base (curvas azules). Esta transición de la saturación tiene su origen en la presión capilar, P_c , que es la diferencia entre la presión del agua y la presión del aceite en la interfase (ecuaciones, arriba). En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojable por agua (WW) hacen que el agua se eleve (inserto de la izquierda), desplazando el aceite; sin embargo, si la superficie interna del tubo es mojable por aceite (OW), el aceite empujará el agua hacia abajo (inserto de la derecha). La fuerza de mojabilidad, y por lo tanto P_c , es inversamente proporcional al radio de capilaridad. La elevación capilar, h , es determinada por el equilibrio de las fuerzas de mojabilidad y el peso del fluido desplazado dentro del tubo. Si esto se traslada a una formación porosa, existe un nivel de agua libre (FWL) definido como el nivel donde la presión capilar entre el agua y el aceite es igual a cero. Dado que las rocas porosas poseen una distribución de tamaños y gargantas de poros similares a una distribución de tubos capilares a cualquier elevación por encima del nivel FWL, la porción de la distribución de tamaños que pueda sustentar el agua en esa elevación será saturada de agua. A mayor elevación, la flotabilidad del aceite en el agua provee mayor presión capilar para forzar al agua a salir de los vacíos más pequeños.



En una formación mojable por agua (izquierda), el contacto agua-aceite se encuentra por encima del nivel FWL, lo que indica que se debe aplicar presión para que el aceite sea introducido a la fuerza en los poros más grandes. En una formación mojable por aceite (derecha), el contacto se encuentra por debajo del nivel FWL, lo que significa que debe aplicarse presión para introducir la fase agua a la fuerza en los poros más grandes. El contacto agua-aceite divide la zona que contiene mayormente aceite de la que contiene mayormente agua.

Las capas de las formaciones también pueden exhibir estados de mojabilidad diferentes debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta puede seguir siendo mojable por agua si el volumen de aceite que migra hacia su interior es escaso o nulo, mientras que las formaciones adyacentes adquieren un estado más mojable por aceite. Existen otras variaciones de la mojabilidad, que no son tan fáciles de explicar. Se considera que varios yacimientos carbonatados de Medio Oriente poseen variaciones de la mojabilidad por capa, pero la causa aún no se conoce.

Esta heterogeneidad de la mojabilidad puede afectar la recuperación. Por ejemplo, los modelos que utilizan el software de simulación de yacimientos ECLIPSE incorporaron parámetros típicos de un yacimiento carbonatado de Medio Oriente con capas mojables por agua y capas mojables por aceite que poseen permeabilidades similares. En un proceso de inundación con agua, el agua penetra en las capas mojables por agua con mayor facilidad que en las capas mojables por aceite. Esto debido a los efectos de la capilaridad. La simulación muestra que se recuperaría poco aceite a partir de las capas mojables por aceite.

La mojabilidad afecta también el volumen de aceite que puede ser producido a nivel de poros, el cual queda determinado por la saturación de aceite residual, S_{or} ; parámetro medido después de la inundación con agua. En una formación mojable por agua, el aceite permanece en los poros más grandes, donde puede separarse o desconectarse de una masa continua de aceite y quedar atrapado. En una formación mojable por aceite o con mojabilidad mixta, el aceite se adhiere a las superficies, incrementando la probabilidad de que se genere un trayecto continuo hacia un pozo productivo y generando un valor de S_{or} más bajo.

Dado que el impacto de la mojabilidad se extiende de la escala de los poros a la escala de yacimientos, la mojabilidad puede afectar la rentabilidad de los proyectos. A través de los parámetros Swi y S_{or} , la mojabilidad incide en la recuperación del aceite. Además, las permeabilidades relativas al aceite y al agua varían con la mojabilidad de la formación.

En proyectos con enormes erogaciones de capital iniciales para las instalaciones, tales como los implementados en áreas de aguas profundas, la falta de comprensión de la mojabilidad y sus ramificaciones puede ser costosa.

La mojabilidad afecta el desempeño de los proyectos de inyección de agua, lo que también puede implicar una inversión inicial significativa. Las fuerzas de imbibición la tendencia de una formación a captar la fase mojante determinan con qué facilidad se puede inyectar el agua y cómo se desplaza a través de una formación mojable por agua.

La irrupción de agua tiene lugar en las etapas tardías de un proceso de inyección de agua, y se produce más aceite antes de que irrumpa el agua en un yacimiento mojable por agua que en un yacimiento mojable por aceite.



La mojabilidad también puede influir en el desempeño de la inyección de gas. El frente de inyección de gas o el banco de aceite pueden desplazar el agua, si es móvil, generando nuevamente una variación de flujo sobre la base de las preferencias de la mojabilidad por aceite o por agua. Además, si existen asfáltenos presentes en el aceite crudo, el contacto del gas de hidrocarburo inyectado altera la condición de equilibrio y puede conducir a la precipitación de los asfáltenos. Como se analiza más adelante, esta precipitación puede modificar la mojabilidad de las superficies de los poros. Incluso en un yacimiento de gas, la mojabilidad o su alteración pueden afectar la recuperación. La obturación con condensado en las vecindades de un pozo decrece la productividad de gas. Algunos métodos de recuperación utilizan métodos químicos para modificar la mojabilidad alrededor del pozo con el fin de producir el aceite y de ese modo eliminar la obstrucción.

Algunos procesos de recuperación mejorada del aceite están diseñados para superar las fuerzas de mojabilidad que atrapan el aceite. Esos procesos apuntan a alterar la preferencia de la mojabilidad de la formación para ser más mojable por aceite o bien a reducir la tensión interfacial existente entre los fluidos, reduciendo de ese modo las fuerzas de mojabilidad.

Algunos métodos de adquisición de registros también dependen de la mojabilidad. Los métodos de resistividad utilizan un trayecto eléctrico continuo a través de las rocas, que es provisto por la fase agua. En una formación mojable por aceite, el agua puede no ser continua. Esto incide en el exponente de saturación, n , de la ecuación de Archie, que relaciona la saturación con la resistividad. En condiciones de mojabilidad por agua, n es ~ 2 , pero en condiciones de mojabilidad por aceite, n es mayor que 2. De manera que si n se fija en 2, en una formación mojable por aceite, es probable que una evaluación de la saturación basada en la resistividad sea incorrecta.

Las respuestas de los métodos de resonancia magnética nuclear (NMR) también dependen de la posición de los fluidos con respecto a las superficies de los poros. El fluido no mojante exhibe tasas de relajación similares a las del fluido predominante, porque se asienta en medio de los poros, mientras que la fase mojante posee tiempos de relajación acortados, debido a las interacciones superficiales.

La mojabilidad es de vital importancia para la formulación del fluido de perforación, particularmente en los lodos a base de aceite. Por ejemplo, se incluyen surfactantes para mantener en suspensión los sólidos. Un filtrado de lodo externo al aceite, que contiene surfactantes mojables por aceite, invade la formación en la región vecina al pozo, alterando potencialmente la mojabilidad de los poros. Esto puede modificar la posición de los fluidos en los espacios porosos, lo que puede afectar la respuesta de los registros de pozos. Dado que esta alteración quizá no sea permanente, se pueden obtener mediciones diferentes en las carreras de adquisición de registros subsiguientes.

Cambios en la mojabilidad

Las fuerzas de mojabilidad conducen a una condición de equilibrio entre al menos tres sustancias: un sólido y dos fluidos. Los constituyentes y las condiciones para las tres sustancias inciden en la preferencia de la mojabilidad. Por lo tanto, debemos considerar los componentes del aceite, la química de la salmuera, y la superficie mineral, así como también la temperatura, la presión y la historia de saturación del sistema.

La composición del aceite es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojable por agua, porque cualquier componente que altere la mojabilidad se encuentra en la fase aceite. Éstos son los compuestos polares de las resinas y los asfáltenos, que en ambos casos combinan las características hidrofílicas e hidrofóbicas. La composición del aceite determina la solubilidad de los componentes polares. Un aceite crudo, que es un solvente pobre para sus propios surfactantes, poseerá mayor propensión a modificar la mojabilidad que un crudo que es un solvente bueno (Figura 3.17). La temperatura, la presión y la composición del aceite crudo afectan la estabilidad de los asfáltenos.

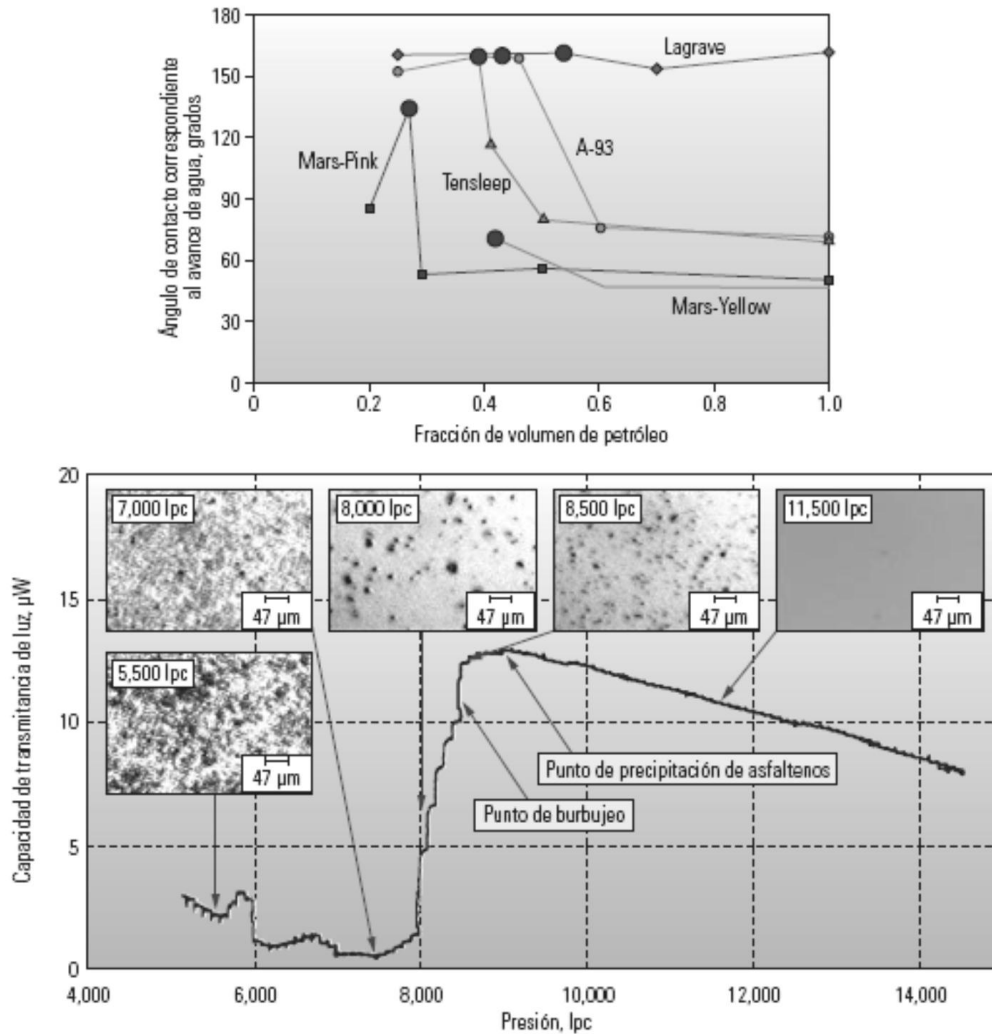


Figura 3.17 Alteración de la mojabilidad derivada de la precipitación de asfáltenos.

Los ángulos de contacto fueron medidos después de la exposición a diversos aceites crudos diluidos con n-heptano en diversas fracciones de volúmenes de aceite (extremo superior). El ángulo de contacto se incrementó marcadamente cerca del punto de precipitación de los asfáltenos (círculos rellenos grandes). Otra forma de inducir la precipitación de asfáltenos es a través de la reducción de la presión (extremo inferior).

En una celda pVT, los asfáltenos comienzan a flocular, o amontonarse, como se observa en las fotografías del microscopio de alta presión, a medida que la presión decrece hasta alcanzar el punto de precipitación de los asfáltenos. Conforme los asfáltenos se separan de la solución, la incidencia de la luz se reduce (azul).

Para que los componentes de un aceite alteren la mojabilidad, la fase aceite debe desplazar la salmuera de la superficie. La superficie de un material mojable por agua está revestida de una película de agua. La parte de esta película de agua más cercana a la superficie forma una capa eléctrica doble: a las cargas excesivas sobre la superficie sólida se oponen iones electrolíticos de carga opuesta. La primera capa de agua con estos iones es estática, y la segunda capa intercambia iones con el agua.

Cuando dos interfaces tales como las interfaces sólido-agua y agua-aceite se encuentran próximas entre sí, las fuerzas que actúan para mantenerlas separadas o acercarlas comprenden las interacciones de Van der Waals, electrostáticas, y estructurales o de solvación. La fuerza neta se expresa a menudo como una fuerza por unidad de área, que se conoce como presión de separación. Una presión de separación positiva mantiene las interfaces separadas; una presión de separación negativa entre las interfaces es atractiva. La composición del aceite crudo, y el pH y la composición de la salmuera, inciden en la presión de separación.

Las mediciones de estas cantidades han sido utilizadas para predecir la estabilidad de la película de agua, y las tendencias generales son sustentadas mediante experimentos. La técnica de microscopía de fuerza atómica (AFM) ha sido utilizada para generar imágenes de las superficies sólidas después del período de estacionamiento, proporcionando una ilustración gráfica de la complejidad de las interacciones superficiales (Figura 3.18). Cuando la película se desestabiliza, los componentes polares del aceite crudo se adhieren a la superficie y la hacen más mojable por aceite. Los iones bivalentes disueltos, tales como Ca^{2+} , también pueden desestabilizar la película.

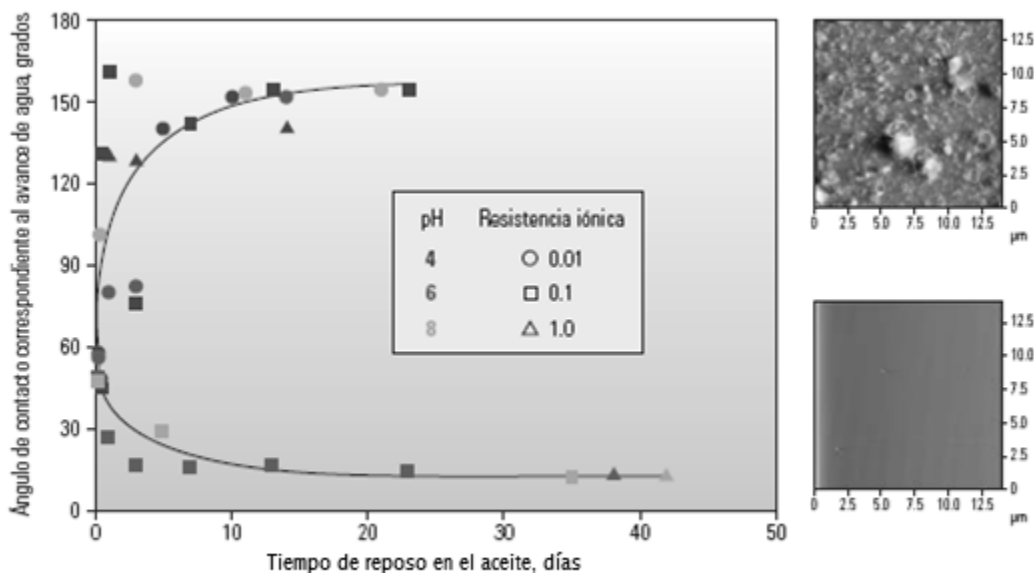


Figura 3.18 Efecto de la Química de la salmuera sobre la estabilidad de la película y el ángulo de contacto.



Se acondicionó una superficie de vidrio en agua, con una concentración de sal [NaCl] de 0.01, 0.1 o 1.0 mol/m³, y un pH de 4, 6 u 8. Esta superficie mojable por agua se dejó reposar luego en un aceite crudo, del cual se sabía que contenía componentes con posibilidad de alterar la mojabilidad. Las mediciones del ángulo de contacto mostraron un comportamiento mojable por aceite, con un nivel de concentración bajo y un valor de pH bajo, y un comportamiento mojable por agua, con un nivel de concentración alto y un valor de pH alto (izquierda). La película de agua superficial conservó su estabilidad con niveles de concentración altos y un valor de pH alto. En las pruebas relacionadas, se dejaron reposar superficies de mica recién clivadas en diversas soluciones de NaCl y luego en el aceite crudo, durante un período de 11 a 14 días. Cuando las condiciones de la salmuera (0.01 mol/m³, pH = 4) posibilitaron un cambio en el estado mojable por aceite, una imagen superficial obtenida por microscopía de fuerza atómica (AFM), muestra un complejo de irregularidades de superficie con un tamaño de micrones, depositadas sobre la superficie (extremo superior derecho), que se consideraron material asfáltico porque las irregularidades eran insolubles en decano. Una imagen similar de una superficie de mica dejada reposar en salmuera (1.0 mol/m³, pH = 8), que retiene una película superficial mojable por agua, indicó la ausencia de depósitos (extremo inferior derecho).

Debido a la presencia y la naturaleza de los sitios ionizados en la superficie sólida, el rango del pH que conduce a la inestabilidad es diferente para los carbonatos y las areniscas. Las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH de aproximadamente 2, de manera que pueden adsorber los iones con carga positiva (especies químicas básicas). Por el contrario, las superficies de calcita pueden poseer carga positiva por debajo de un pH de 9.5, de manera que pueden adsorber los iones con carga negativa (especies ácidas). La mojabilidad de los carbonatos también es influenciada por las interacciones específicas con los ácidos carboxílicos y por la reactividad de los minerales carbonatados.

La existencia de las capas dobles en la fase agua explica por qué existe una diferencia entre un material saturado con aceite crudo y uno con superficies mojables por aceite. En tanto la película de agua se mantiene estable, los componentes del aceite crudo no pueden adosarse a la superficie sólida y alteran la tendencia de la mojabilidad hacia la condición mojable por aceite. Un resultado de esta interacción superficial es la histéresis del ángulo de contacto. El ángulo de contacto correspondiente al avance de agua que está presente cuando el agua desplaza al aceite proveniente de una superficie, puede ser mucho más grande que el ángulo correspondiente al retroceso de agua que tiene lugar cuando el aceite desplaza al agua. Las descripciones de las capas superficiales en estas dos condiciones pueden ser complejas.

Esto trae a colación otra influencia sobre la preferencia de la mojabilidad de una superficie, a saber, su historia de saturación. En una formación petrolífera, la mojabilidad puede variar con la profundidad, con una mayor preferencia de la mojabilidad por agua cerca de la base de la zona de transición, y una mayor preferencia de la mojabilidad por aceite cerca del tope. Las zonas más altas poseen mayor presión capilar, lo que puede contrarrestar la presión de separación y desestabilizar la película de agua, permitiendo que los componentes activos en superficie, presentes en el aceite, contacten el sólido. En una posición más baja de la estructura, las superficies sólidas retienen en su mayoría la película de agua.



No obstante, la saturación de un yacimiento no es estática. Las múltiples fases de la migración de aceite, el desarrollo de un casquete de gas, la fuga de aceite y gas desde el yacimiento, y la actividad tectónica, pueden afectar en su totalidad el estado de saturación de un yacimiento. Estos cambios resultarán en saturaciones de fluidos diferentes, basadas en parte en la mojabilidad de la superficie en ese momento.

Esta dependencia de la saturación con respecto a la historia no sólo es pertinente a lo largo del tiempo geológico, sino dentro de las escalas de tiempo de las operaciones de perforación y producción. Los fluidos de perforación, en particular los lodos a base de aceite, contienen surfactantes que pueden invadir los espacios porosos. Este fluido invasor puede alterar la mojabilidad en la región vecina al pozo, afectando el flujo cuando el pozo es puesto en producción. Los fluidos utilizados en las operaciones de reparación pueden tener un impacto similar sobre la mojabilidad en la región vecina al pozo.

Durante la producción, los parámetros ya analizados en el contexto de la producción primaria o la inyección de agua también pueden ser modificados por el fluido inyectado que modifica la mojabilidad de la formación, ya sea en forma deliberada o bien inadvertidamente. Esta acción puede traducirse en un mejoramiento o un daño de la inyectividad y la productividad. Una salmuera inyectada, cuyo contenido de sólidos disueltos o su pH difiere de los de la salmuera de formación, puede inducir cambios en la mojabilidad. Los surfactantes, incluyendo los generados por la acción microbiana, pueden reducir la tensión interfacial entre los fluidos y modificar el ángulo de contacto. El cuarzo tiende a volverse más mojado por aceite a temperaturas más elevadas, pero la calcita tiende a volverse más mojado por agua. Por lo tanto, los métodos de recuperación termal pueden modificar la mojabilidad.

A medida que se explota un yacimiento, el agotamiento de la presión puede modificar la composición del crudo, desplazando el punto de precipitación de asfáltenos, lo cual puede conducir a la depositación de asfáltenos en el yacimiento. Esto también puede ocurrir debido a la declinación de la presión o la temperatura de la formación lo que, además de la condensación de asfáltenos, puede traducirse en la formación de parafinas, la condensación de gas, o la formación de un casquete de gas; estos procesos afectan la distribución de la mojabilidad en una formación.

3.5 Efectos de la Mojabilidad en Diferentes Propiedades del Yacimiento

3.5.1 Propiedades Eléctricas de los Medios Porosos

La mojabilidad y la saturación son factores importantes en la determinación de la resistencia eléctrica de un medio poroso, ya que el control de la ubicación y distribución de fluidos. La resistividad eléctrica de un núcleo está determinada por la longitud y área transversal de la conductividad a través de la realización de la salmuera. Gran resistencia es causada por pequeñas áreas transversales y largas secciones de conductividad. En primer lugar, se considera una salmuera 100% de núcleo saturado. La resistencia del núcleo es mucho mayor que la resistividad de un volumen equivalente de agua salada, porque la roca no conductiva reduce la sección transversal a través del cual circula corriente. Al mismo tiempo, la roca aumenta la longitud de la sección conductiva.



Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad se convierte muy importante ya que la saturación de la salmuera se baja. En general, casi toda la salmuera en una roca mojada por agua permanece constante, por lo que la resistividad aumenta debido a la disminución del área transversal de flujo que puede llevar a cabo. En una roca mojada de aceite, una porción de la salmuera se pierde la continuidad eléctrica como la saturación es baja, por lo que la resistividad eléctrica se incrementará a un ritmo más rápido.

3.5.1.1 Efectos de la Mojabilidad, de Resistividad y el Exponente de Saturación de Archie

La saturación de hidrocarburos de una formación suele estimarse a partir de datos de resistividad obtenido de pozos. La determinación empírica ecuación de saturación de Archie de uso frecuente es:

$$S_w^{-n} = R_t / R_o = I_R \quad (3-4)$$

donde:

S_w = Saturación de la salmuera en el medio poroso,

R_t = resistividad del medio poroso hasta saturación S_w

R_o = Resistencia de la salmuera saturada al 100% de formación.

La relación de las dos resistencias es llamada I_R , el índice de resistividad. El exponente de saturación de Archie, n , es un parámetro adimensional empírico que se determina experimentalmente a partir de tapones de núcleo. El valor de n depende de la formación, pero por lo general tiene un valor de alrededor de 2 para formaciones mojadas por agua y núcleos limpios mojados por agua.

Núcleos mojados por aceite en comparación con núcleos mojados por agua. Mungan y Moore han señalado que la ecuación de saturación de Archie hace tres supuestos implícitos: (1) la relación saturación / resistividad es única, por lo que sólo una resistencia cada vez se medirán a una saturación dada, (2) n es constante para determinado medio poroso, y (3) todas las salmueras contribuye al flujo de corriente eléctrica.

Los efectos de la mojabilidad en el exponente de saturación de Archie se vuelven más importantes como la saturación de la salmuera disminuye debido a que, en un sistema mojado por aceite, hay más de desconexión y aislamiento de los glóbulos de la salmuera.

Primero, considere un sistema mojado por agua inicialmente a una saturación de la salmuera alta. La salmuera se encuentra en los poros pequeños y como una capa fina sobre las superficies de roca, mientras que el aceite se encuentra en el centro de los poros de mayor tamaño.

En un sistema uniforme mojado por aceite, el aceite se encuentra en los pequeños poros y en la superficie de roca, mientras que la salmuera se encuentra en el centro de los poros de mayor tamaño. En saturaciones de salmuera de alta, la salmuera es continua, tal como es en un sistema mojado por agua, a pesar de que su ubicación es diferente. Por esta situación, la resistencia Archie / relación con la saturación se comporta como lo hace en el caso mojado por agua, con n alrededor de 2. En contraste en el caso mojado por agua, sin embargo, a medida que disminuye la saturación de la salmuera, una porción de la salmuera ya no contribuye al flujo de corriente.



3.5.1.2 Factor de Resistividad de Formación

Otra ecuación que Archie determinada empíricamente relaciona a la resistencia de la salmuera saturada al 100% y la resistencia de la salmuera es:

$$F_R = R_o/R_w \quad (3-5)$$

donde:

R_o = Resistencia de la salmuera de núcleo saturado,

R_w = resistividad salmuera y

F_R = Factor de resistencia de formación.

Debido a que muy poco trabajo se ha hecho sobre los efectos de la mojabilidad de este parámetro, no está claro si F_R cambia con la mojabilidad o se ve alterada. Sweeney y Jennings encontraron que el factor de formación se ha cambiado después de que la mojabilidad se vio alterada. Debido a que su tratamiento químico con ácidos nafténicos fue lo suficientemente drástico que propiedades fundamentales, como la porosidad también se alteran, no está claro si los efectos de mojabilidad se demuestran. Ellos sugirieron que los ácidos nafténicos se utilizan para representar el núcleo mojado por aceite, pueden haber sellado poros que habían contribuido previamente al flujo de corriente.

Mungan y Moore no encontraron efectos sobre el factor de la formación en los núcleos de teflón. Se dieron cuenta, sin embargo, que esto no era una prueba concluyente debido a la composición uniforme y mojabilidad del teflón. Afirmaron: Sin embargo, debido a los núcleos naturales contienen arcillas, un cambio en la mojabilidad siempre trae consigo otros cambios, tales como hinchazón de la arcilla y la dispersión, intercambio de iones, el cambio porosidad efectiva, y las variaciones de la superficie de la conductancia, y estos afectarán a la valores medidos de R_o y F_R . Por lo tanto la preservación de la mojabilidad en núcleo natural es siempre prudente.

3.5.2 Presión Capilar

3.5.2.1 Ángulos de Contacto, la Presión Capilar y la Mojabilidad

Los cambios en la mojabilidad de los núcleos se ha demostrado que afectan a las propiedades eléctricas, la presión capilar, el comportamiento de inyección de agua, permeabilidad relativa, la dispersión, la recuperación terciaria simulada, la saturación de agua irreducible (LWS), y la saturación de aceite residual (ROS).

Cuando el aceite y el agua son colocados juntos en una superficie, una interfaz de curva entre el aceite y el agua se forma, con un ángulo de contacto en la superficie que puede variar de 0 a 180 ° [0-3,15 rad]. Por convención, el ángulo de contacto, θ , se mide a través del agua. Generalmente, cuando θ es entre 0 y 60 a 75 ° [0 y 1,05 a 1,31 rad], el sistema se define como mojado por agua. Cuando es entre 180 y 105 a 120 ° [3.15 y 1.83 a 2,09 rad], el sistema se define como mojado por aceite. En el rango medio de ángulos de contacto, un sistema es neutro o intermedio.



Se puede demostrar que cada vez que una interfaz hidrocarburos / agua es curva, la presión aumentará bruscamente en la interfaz para equilibrar la tensión interfacial (1 pie) fuerzas. Este salto de presión, que es la presión capilar, viene dada por la ecuación de Laplace:

$$P_c = p_o - p_w = \sigma \left[\left(\frac{1}{r_1} \right) + \left(\frac{1}{r_2} \right) \right] \quad (3.6)$$

donde:

σ = IFT,

P_c = presión capilar,

P_o = presión en el aceite,

P_w = presión en el agua, y

r_1, r_2 = radios de curvatura de la interfaz, medida perpendicularmente entre sí.

Por convención, la presión capilar se define como $P_o - P_w$. Debido a esta definición, un radio de curvatura dirigida hacia el aceite es positivo, mientras que uno dirigido hacia el agua es negativo. En función de la curvatura de la superficie, la presión capilar puede ser positiva o negativa. Cuando la interfaz es plana, la presión capilar es cero. Cuando los líquidos distintos del aceite y el agua se utilizan, la presión capilar se define generalmente como:

$$P_c = P_{NW} - P_{WET}, \quad (3.7)$$

Donde P_{NW} es la presión en el fluido no mojante y P_{WET} es la presión en el líquido mojante.

Para la mayoría de medios porosos, las ecuaciones de la curvatura interfacial son demasiado complicadas de resolver analíticamente, y la presión capilar se debe determinar experimentalmente.

En estos casos, una simple relación entre el ángulo de contacto y la presión capilar no se pueden derivar. Una geometría que puede ser la presión capilar calculada en función de la geometría, mojabilidad, y 1 pie es un tubo capilar.

3.5.2.2 Drene e Imbibición, Presión Capilar.

Hay dos tipos básicos de los procesos de la presión capilar: drene y imbibición. En un proceso de drene, el fluido no mojante desplaza el líquido mojante, mientras que lo contrario ocurre para la imbibición. En general, hay histéresis en la presión capilar como la saturación es muy variada, por lo que el drene y imbibición curvas diferentes. Para establecer una curva de presión capilar de drene, la saturación de mojabilidad de la fase se reduce desde el máximo al mínimo irreductible por el aumento de la presión capilar de cero a un valor positivo de gran tamaño.



Para desarrollar una curva de imbibición de la presión capilar, la saturación de mojabilidad de la fase es mayor. Es importante tener en cuenta que dos partes muy diferentes de la curva de imbibición se puede medir. La primera es la curva de imbibición espontánea, que se determina inmediatamente después de la medición de la presión capilar de drene. La presión capilar, $P_c = P_{NW} - P_{WET}$, se reduce a cero, lo que permite la fase de mojabilidad para imbibición. La segunda parte es la curva de imbibición forzada, donde se disminuye la presión capilar de cero a un valor negativo grande.

Histéresis de ángulo de contacto es una de las causas de la histéresis de la presión capilar. Durante el drene, el fluido no mojante desplaza el líquido mojante de la base. El fluido mojante se apartó de las superficies que anteriormente cubierto, por lo que el ángulo de contacto entre los líquidos será el ángulo de retroceso, θ_{rec} . El ángulo de contacto avanzando, θ_{adv} , es importante durante la imbibición, cuando aumenta la saturación de la fase humectante y no mojante desplaza a la fase de las paredes de los poros.

3.5.2.3 Relaciones teóricas sobre los Efectos de la Mojabilidad de la Presión Capilar

Para obtener la curva de presión capilar más precisa, las mediciones se hacen con nativos o núcleo restaurado de estado usando el aceite crudo y la salmuera. A menudo es más conveniente, sin embargo, para medir la presión capilar con un par de diferentes líquidos, como el aire / agua salada o aire / mercurio, en los núcleos limpios. Estas mediciones se utilizan posteriormente para obtener el aceite / curva de presión capilar de la salmuera, aunque, obviamente, con diferencia IFT, ángulo de contacto y mojabilidad. Desafortunadamente, debido a la compleja geometría del núcleo, que sólo se puede aproximar el factor utilizado para convertir entre diferentes pares de líquidos. Además, la saturación residual medida puede ser diferente. Craig recomienda encarecidamente que el aire / salmuera o aire / curvas de mercurio se utiliza sólo si la formación es conocida por ser muy mojadas por agua. A pesar de esta limitación, varios modelos simples se han propuesto que permiten la conversión de la curva de presión capilar medida con un sistema de fluidos de la curva para un conjunto diferente. Los experimentos demuestran que el factor de conversión más precisa para el drene en un núcleo de manera uniforme mojado, con ángulos de contacto más o menos entre 0 y 50 ° [0 y 0,87 rad], deja de lado el ángulo de contacto.

3.5.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es la medida de la habilidad de un sistema poroso para conducir un fluido cuando uno o más fluidos están presentes.

La mojabilidad afecta a la permeabilidad relativa porque es el principal factor en el control del lugar, flujo y en la distribución espacial de fluidos en un núcleo. Craig y Raza tienen 5 buenos artículos de los efectos de la mojabilidad en la distribución de aceite y agua en el núcleo. En estudios experimentales se examinó la distribución del fluido como función de la mojabilidad usando paquetes de grano u otros micromodelos aunque en los más recientes estudios se utiliza roca y fluido del yacimiento tales como epoxi o metal de madera que puede ser solidificada in situ.



Considerando una roca fuertemente mojada por agua inicialmente en IWS. El agua es la fase mojante, ocupara los poros pequeños y formara una película delgada sobre toda la superficie de la roca. El aceite es la fase no mojante ocupara el centro de los poros de mayor tamaño. Esta distribución de fluido ocurre porque es más energéticamente favorable.

Durante una inyección de agua en un sistema mojado por agua, el agua se mueve a través del medio poroso en un frente bastante uniforme. El agua inyectada tiende a imbibición en pequeños o medianos poros, moviendo el aceite dentro de los poros donde es más fácil desplazarse. El aceite solo se mueve por delante del frente.

En el caso de una roca fuertemente mojada por aceite, la roca esta preferentemente en contacto con el aceite, y el medio es de dos fluidos es lo contrario al caso de estar mojado por agua. El aceite generalmente se encontrara en los poros más pequeños y como una película delgada sobre la superficie de la roca, mientras el agua se alojara en el centro de los poros de mayor tamaño. La saturación de agua intersticial parece que se encuentra en forma de gotas discretas en el centro de los espacios porosos en algunos yacimientos fuertemente mojados por aceite. En la inyección de agua cuando la roca está fuertemente mojada con aceite es menos eficiente que cuando la roca está fuertemente mojada por agua.

Curvas de Permeabilidad Relativa en un Sistema Fuertemente Mojado

El líquido mojado en un sistema mojado uniformemente por lo general se encuentra en los poros más pequeños y como una película delgada en los poros más grandes, mientras que el fluido no mojante está localizado en el centro de los poros más grandes. En general, a una saturación dada, la permeabilidad relativa de un fluido es más alta cuando el fluido es no mojante.

Tabla 3.2 Regla de los pulgares de Craig para determinar la Mojabilidad

REGLAS DE LOS PULGARES DE CRAIG	PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD	
	<u>Mojado por Agua</u>	<u>Mojado por Aceite</u>
Saturación de Agua Intersticial	Usualmente mayor 20 a 25 % PV	Generalmente menor que 15% PV Frecuentemente menor que 10%
Saturación en la que las permeabilidades relativas del aceite y el agua son iguales	Mayor de 50% Saturación de agua	Menor de 50% Saturación de agua
Permeabilidad Relativa al agua en la saturación de agua máxima, en base a la permeabilidad efectiva de aceite de un yacimiento con saturación de agua intersticial	Generalmente menor que 30%	Mayor que 50 % y aproximadamente 100%



3.5.4 Inyección de Agua

Inyección de agua es un método de uso frecuente de recuperación secundaria en la que el agua se inyecta en el depósito, desplazando el aceite en frente de ella.

Inyección de agua en los sistemas de mojado por agua y los mojados por aceite desde hace tiempo se sabe que se comportan de manera muy diferente. Para los sistemas de mojado uniforme, se reconoce generalmente que una inyección de agua en un depósito mojado por agua es más eficiente que uno en un depósito mojado por aceite.

Sistemas de mojados por agua. Según lo discutido por Anderson, la mojabilidad tiene un fuerte efecto sobre la permeabilidad relativa. Como el núcleo se vuelve más mojado por aceite, el agua aumenta la permeabilidad relativa y disminuye la permeabilidad relativa del aceite. El agua fluiría más fácilmente en comparación con el aceite durante una inyección de agua, haciendo que avance progresivamente a principios de recuperación y menos eficiente. Mojabilidad afecta a la permeabilidad relativa y el comportamiento de inyección de agua, ya que es un factor importante el control de la ubicación, el flujo y distribución espacial de los fluidos en el núcleo. Craig y Raza han dado buenos resúmenes de los efectos de la mojabilidad en la distribución de agua y el aceite en un núcleo. Considere la posibilidad de una roca fuertemente mojada por agua inicialmente en la IWS. El agua, la fase de adherencia, se ocupan de los pequeños poros y forma una película fina sobre toda la superficie de las rocas. Aceite, la fase no mojante, ocupará el centro de los poros de mayor tamaño. Esta distribución del líquido se debe a que es energéticamente más favorable. Cualquier aceite colocado en los poros pequeños sería desplazado hacia el centro de los poros grandes por imbibición de agua espontánea, ya que esto reduciría la energía del sistema.

Durante una inyección de agua de un sistema mojado por agua en aceite de moderada / agua viscosidad, el agua se mueve a través del medio poroso en un frente bastante uniforme. El agua inyectada se tiende a imbibir en cualquier pequeña o mediana cantidad de poros, pasando aceite en los poros grandes, donde es fácil desplazar por delante del frente, sólo el aceite es movido. En la zona frontal, cada fluido se mueve a través de su propia red de los poros, pero con un poco de líquido mojante ubicados en cada poro. En esta zona, donde el aceite y el agua que fluye, una parte del aceite que existe en los canales de continuo con algunas ramas callejón sin salida, mientras que el resto del aceite se encuentra atrapada en los glóbulos discontinuos. Después de que el frente de agua pasa, casi todo el resto del aceite es inmóvil. Debido a la inmovilidad como en este caso mojado por agua, hay poca o ninguna producción de aceite después de avance de agua. El aceite residual desconectado existe en dos formas básicas: (1) pequeños glóbulos esféricos en el centro de los poros más grandes y (2) los parches más grandes de aceite se extiende a muchos poros que son completamente rodeada de agua.

Sistemas mojados por aceite. En una roca muy mojada de aceite, la roca es de preferencia en contacto con el aceite, y la ubicación de los dos fluidos se invierte a partir del caso mojado por agua. El aceite se encuentra generalmente en los poros pequeños y como una película fina sobre las superficies de la roca, mientras que el agua se encuentra en los centros de los poros de mayor tamaño.



La saturación de agua intersticial parece que se encuentra en forma de gotas discretas en los centros de los espacios porosos en algunos embalses muy mojada en aceite. Una inyección de agua en una roca muy mojada de aceite es mucho menos eficiente que uno en una roca mojada por agua. Cuando la inyección de agua se inicia, el agua forma canales continuos o los dedos a través de los centros de los poros de mayor tamaño, empuja hacia afuera el aceite frente a ella. El aceite está a la izquierda en las grietas más pequeñas y poros. La inyección de agua continúa, el agua invade los poros más pequeños para formar otros canales continuos, y la WOR de los fluidos producidos gradualmente incrementa. Cuando suficientes canales de flujo llenos de agua de forma para permitir el flujo casi ilimitado de agua, el aceite de flujo cae a un nivel muy bajo.

3.6 Ejemplo de detección de zonas de agua en un carbonato con mojabilidad mixta

Petroleum Development Oman (PDO) opera un campo terrestre que produce de la Formación Shuaiba, correspondiente a una caliza Cretácica con una porosidad de aproximadamente 30%. El campo ha estado en producción durante más de 35 años, y las recientes operaciones de perforación de pozos horizontales de relleno exhibieron anomalías de adquisición de registros que los especialistas petrofísicos procuraron esclarecer. Algunos pozos produjeron un 100% de agua, si bien la saturación de aceite derivada de los registros de resistividad era superior al 50%, valor que ha sido utilizado históricamente como valor límite para las zonas productoras de agua. PDO sospechaba que algunos intervalos habían sido lavados con agua, lo cual no se había visto en los registros de pozos debido al fenómeno de histéresis producido en las propiedades eléctricas, como consecuencia de la mojabilidad mixta.

En una formación de mojabilidad mixta, la resistividad obtenida de los registros puede no proveer estimaciones precisas de la saturación, dependiendo de la historia de saturación. Existen dos condiciones de saturación a considerar: con los fluidos originales y después de la inundación con agua. El aceite y la salmuera, en la configuración de la saturación original, resultaron de la migración del aceite hacia una formación mojada por agua. El exponente de saturación de Archie, n , utilizado para la conversión de la resistividad en saturación es en general equivalente a 2; en este caso, fue de 1.8. No obstante, los estudios de laboratorio de - mostraron que la formación posee mojabilidad mixta y que su exponente de Archie cuando la saturación de agua se incrementa es diferente que cuando tal saturación se reduce (Figura 1.19). Con un incremento de la saturación de agua por encima del 50% del valor de corte, el exponente n es igual a 4, lo que se traduce en una diferencia significativa en la relación existente entre la resistividad y la saturación.

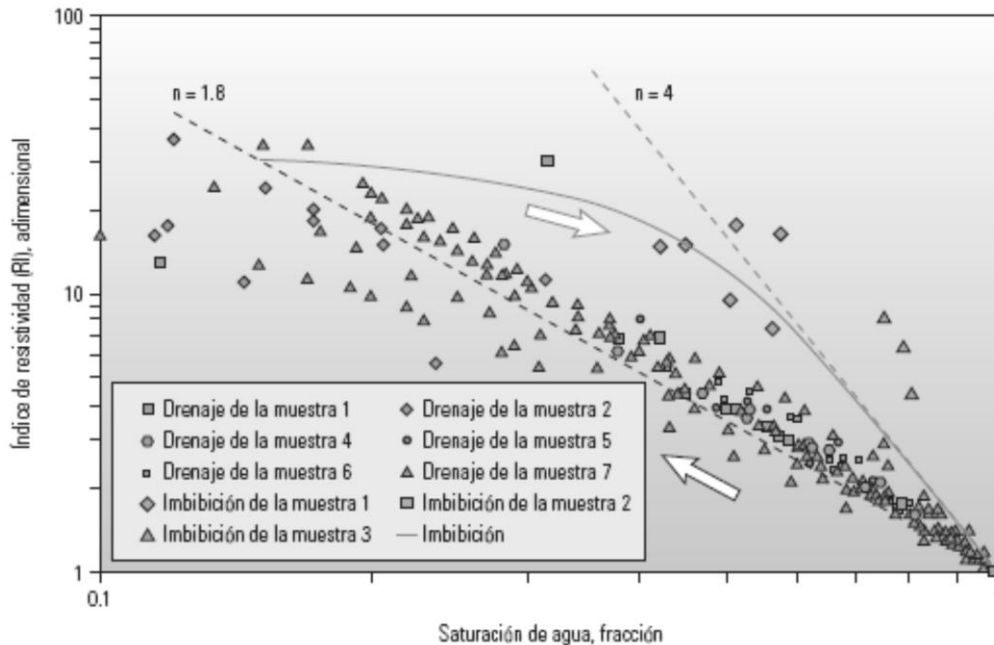


Figura 3.19 Cálculo del exponente de Archie derivado del índice de resistividad (RI) para la formación carbonatada Shuaiba

A medida que se drenan las muestras de núcleos (símbolos dorados), los núcleos se comportan como si fueran mojables por agua. El exponente de saturación de Archie, n , es de aproximadamente 1.8 (línea negra de guiones), dado por la pendiente negativa de la línea en esta gráfica logarítmica. Para un proceso de imbibición de agua (símbolos azules), el comportamiento se desvía significativamente del caso de drene, siendo n igual a 4 o mayor, para una saturación de agua superior al 50% aproximadamente (línea azul de guiones). Se incluye una curva que indica el comportamiento de la imbibición para guiar la observación (línea azul sólida). Para un índice RI igual a 10, esto representa una diferencia de la saturación interpretada de aproximadamente 25 unidades de saturación.

Con este conocimiento, PDO buscó un método que permitiera diferenciar las zonas que habían sido inundadas con agua de las que se encontraban en el estado original, con un valor de saturación de aceite alto. La compañía logró esto mediante la combinación de dos métodos para la determinación de la saturación: adquisición de registros de resistividad y de la sección transversal sigma derivada del registro de captura de neutrones emitidos por pulsos (PNC). La resistividad se midió como parte de una serie de registros LWD estándar, y el dispositivo PNC se encontraba en una herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RSTPro, que se bombeó en el interior de la columna de perforación hasta el fondo del pozo. Las dos herramientas proveen medidas de saturación de agua independientes. La herramienta RSTPro también pudo ser utilizada, mientras se encontraba estacionaria, para medir el agua que fluía en el espacio anular del pozo; en una segunda pasada de la herramienta, la medición del Registro del Flujo de Agua WFL identificó el influjo de fluidos en el interior del pozo en una serie de estaciones.

Este enfoque es posible porque los pozos de este campo son perforados en condiciones de bajo balance. En las operaciones de perforación en condiciones de bajo balance (UBD), la presión del pozo durante la perforación se mantiene por debajo de la presión de la formación.

Las operaciones UBD evitan el lavado de la región vecina al pozo con fluido de perforación: una ventaja clara para la medición de la saturación. El influjo del fluido de formación se mezcla con el fluido de perforación, que en este caso era aceite crudo proveniente de un campo vecino. La única fuente de agua en el espacio anular del pozo era la formación.

En este ambiente favorable de agua de formación de alta salinidad y alta porosidad, la precisión de la saturación de aceite determinada tanto con el registro del parámetro sigma como con el registro de resistividad es de aproximadamente entre 5 y 7% del espacio poroso. Cuando se compararon los dos registros, se utilizó una diferencia del 10% como indicador conclusivo de la anomalía de saturación. PDO registró 11 pozos horizontales que fueron perforados en condiciones de bajo balance. Algunos pozos sólo produjeron aceite, y los registros de resistividad y del parámetro sigma se ajustaron considerando el criterio del 10%. La compañía examinó dos pozos sin producción de agua: la diferencia promedio entre los métodos fue de 0.1 y 0.2 unidades de saturación, con una desviación estándar de 4.5 unidades de saturación. Esta concordancia hizo que PDO adquiriera confianza en la metodología utilizada.

Los resultados del proceso de adquisición de registros fueron utilizados directamente en la toma de decisiones de terminación de ciertos pozos, tales como el Pozo E (Figura 1.20). Este pozo, perforado en un flanco de la estructura, poseía una profundidad total a sólo 350 m [1,150 pies] de distancia de un pozo de inyección de agua. No bien el pozo penetró el yacimiento, comenzó a producir aceite seco con un régimen de producción bajo. Conforme prosiguió la perforación, se inició la producción de agua, que se incrementó rápidamente a medida que se seguía perforando. Se encontraron dos zonas de influjo de agua más, pero ninguna otra zona con flujo de aceite.

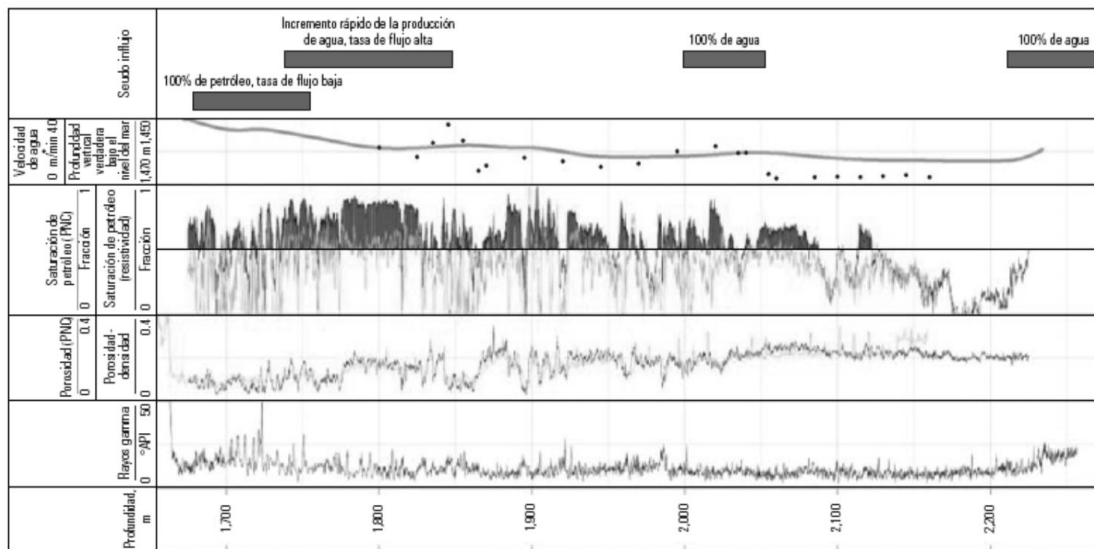


Figura 3.20 Comparación parámetro sigma y registros de resistividad para la saturación.

El pozo horizontal E, en la Formación Shuaiba, fue perforado en condiciones de bajo balance. Se obtuvieron tanto mediciones de saturación basadas en el registro de resistividad (negro) como mediciones de saturación basadas en el registro de captura de neutrones emitidos por pulsos (verde) (Carril 3). La medición de la resistividad más allá del nivel de corte habitual de 50%, donde se prevé la existencia de producción de aceite, se muestra sombreada (rojo). Sin el nuevo método, estas zonas serían terminadas; sin embargo, los resultados WFL (Carril 5) muestran influjo de agua en tres zonas, comenzando en 1,750 m [5,740 pies].



El aceite seco fluye solamente cerca de la punta del pozo, por encima de 1,750 m. Las zonas de influjo de agua corresponden a regiones con diferencias grandes entre las dos mediciones de saturación, lo que indica que las diferencias de los registros constituyen un buen discriminador de las anomalías de saturación.

Sin la información adicional obtenida a través del nuevo método, en este pozo se habrían terminado varias zonas, y el mismo se habría convertido en un pozo productor de agua prolífico. En cambio, PDO abandonó el pozo más allá de 1,850 m [6,070 pies] de profundidad medida y dejó una terminación a agujero descubierto entre 1,775 y 1,825 m [5,824 y 5,988 pies] de profundidad medida, con la posibilidad de aislamiento del agua más adelante. Una prueba de producción, posterior a la operación de terminación, arrojó una tasa de flujo total de 225 m³/d [1,415 bbl/d], con un corte de agua de 50%. PDO considera que este método, que combina las operaciones UBD con la adquisición de registros de resistividad, parámetro sigma y WFL, provee un alto grado de confiabilidad para la identificación de los intervalos productores de agua en esta formación con mojabilidad mixta.

La base del problema fue la histéresis de resistividad, que depende de la fase de desplazamiento más reciente. La clave de la solución fue la combinación de los registros de resistividad y el parámetro sigma en un ambiente UBD en el que no existe ninguna zona invadida, de manera que tanto las mediciones de lectura somera como las de lectura profunda miden la formación imperturbada.

3.7 Determinación de la Mojabilidad en el Laboratorio

Las pruebas de laboratorio, que trascienden la prueba de imbibición simple de Amott-Harvey, poseen el potencial para incrementar nuestro conocimiento acerca de la mojabilidad. La prueba de las superficies mediante la técnica de microscopía de fuerza atómica, y los bloques de creta fracturados, examinados mediante la generación de imágenes 2D de trazadores nucleares, son sólo dos ejemplos de las técnicas de laboratorio actuales. Se han utilizado muchas otras técnicas y en los laboratorios se están probando actualmente actualizaciones de éstos y otros enfoques nuevos.

Por ejemplo, si bien existen variaciones en las rocas mojables por agua y las mojables por aceite, el exponente de saturación de Archie tiende a ser mayor para las rocas mojables por aceite. En trabajos recientes que utilizan ideas de la teoría de percolación, se provee un nuevo enfoque respecto de la relación entre la resistividad y la saturación. Como ejemplo, uno de estos modelos introduce sólo dos parámetros. Uno es un exponente, similar al exponente de saturación de Archie n . El otro parámetro nuevo es el índice de corrección de la conectividad del agua, que puede relacionarse con la fracción de las superficies de poros mojable por aceite. Cuando este índice es igual a cero, el modelo se reduce a la relación de Archie. El nuevo modelo se ajusta a la relación observada en las mediciones de núcleos obtenidas en las calizas mojables por aceite.

La ecuación de Archie utiliza la resistividad, que es una medición de la corriente continua o de la frecuencia cero. En las frecuencias altas, los materiales exhiben una respuesta dieléctrica compleja, que incluye tanto la conductividad la inversa de la resistividad como la permeabilidad. Las mediciones de la permeabilidad de la formación son sensibles al contenido de agua de la formación porque en condiciones ambiente la permeabilidad del agua es al menos un orden de magnitud más alta que la permeabilidad del aceite o de la matriz de roca.

Cuando se conoce la porosidad total de la formación, la saturación de agua puede ser determinada en forma directa, eliminando la necesidad de manipular los exponentes de cementación y saturación, a menudo desconocidos, de la ecuación de Archie, que se utiliza para interpretar las mediciones de resistividad.

La interpretación de las mediciones dieléctricas requiere que se establezca una relación entre las propiedades dieléctricas de las rocas y sus componentes. Se han propuesto múltiples modelos de mezcla para predecir la constante dieléctrica de la roca en base a su composición volumétrica. Los datos experimentales, obtenidos en las rocas carbonatadas saturadas tanto con aceite como con salmuera, demostraron que una ley de índice de refracción complejo (CRI) funcionaba mejor que otras leyes de mezcla, con una frecuencia de 1 GHz. No obstante, sobre la permeabilidad inciden otros factores fuera de la mineralogía y el contenido de agua, especialmente en las frecuencias más bajas (Figura 3.21). Si bien el CRI es el mejor modelo de mezcla simple, con una frecuencia de 1 GHz, no puede reconstruir con precisión la dispersión dieléctrica y la dispersión de la permeabilidad de las rocas para un rango de frecuencias amplio.

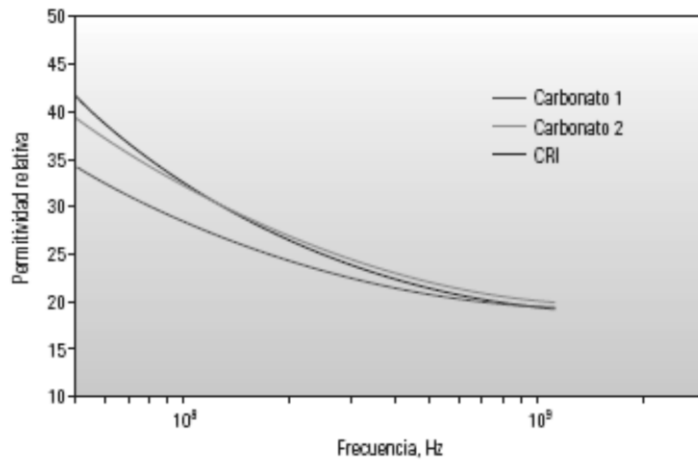


Figura 3.21 Dispersión de la permeabilidad para dos rocas carbonatadas. Las dos muestras saturadas con salmuera, con una mineralogía y una porosidad similares, poseen una permeabilidad similar a una frecuencia de 1 GHz. El modelo CRI (negro) se ajusta a la dispersión correspondiente al Carbonato 2, pero las diferencias texturales de las rocas producen la separación de la respuesta de las frecuencias más bajas para el Carbonato 1.

Un nuevo modelo, que incluye la textura de las rocas, se ajusta a las propiedades dieléctricas de las rocas de manera más exitosa. Este nuevo modelo posee un comportamiento promedio o básico, descrito por el modelo CRI, e incorpora los granos y poros elipsoidales para reflejar la influencia de la textura sobre la dispersión dieléctrica (Figura 3.22).

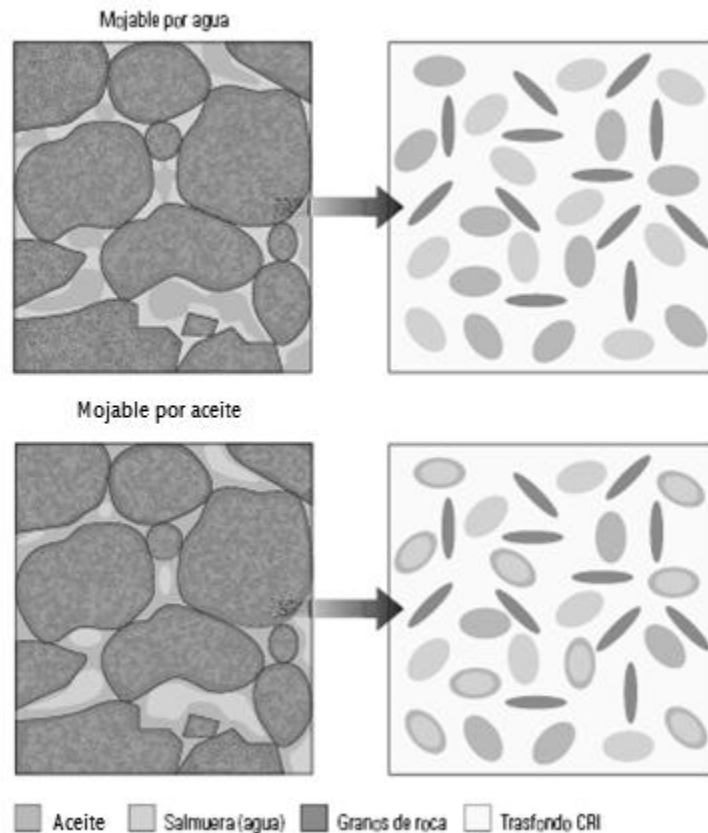


Figura 3.22 El modelo textural

Los poros mojables por agua, llenos con aceite y agua (extremo superior izquierdo), son representados en el modelo textural como esferas aplastadas en los polos, distribuidas en forma aleatoria, colocadas en el trasfondo de un medio CRI (extremo superior derecho). En una roca mojable por aceite, el aceite está en contacto con los granos y rodea la salmuera conductiva (extremo inferior izquierdo). La salmuera se sitúa predominantemente en el centro de los poros. En el modelo textural, esto se representa como esferoides, con el aceite rodeando el agua (extremo inferior derecho).

Los poros, los granos y las inclusiones de aceite pueden ser representados de manera sencilla como esferas aplastadas en los polos; elipsoides con dos ejes más largos de igual longitud. Una de las ventajas del empleo de elipsoides es que el modelo puede ser calculado analíticamente. Para cada fase se agrega un parámetro geométrico adicional: la relación de aspecto, o la relación entre el eje largo y el eje corto de la esfera con los polos aplanados. Las rocas con regiones de aislamiento más delgadas—granos más planos con una relación de aspecto más alta exhiben mayor dispersión dieléctrica y mayor dispersión de la conductividad (Figura 3.23)

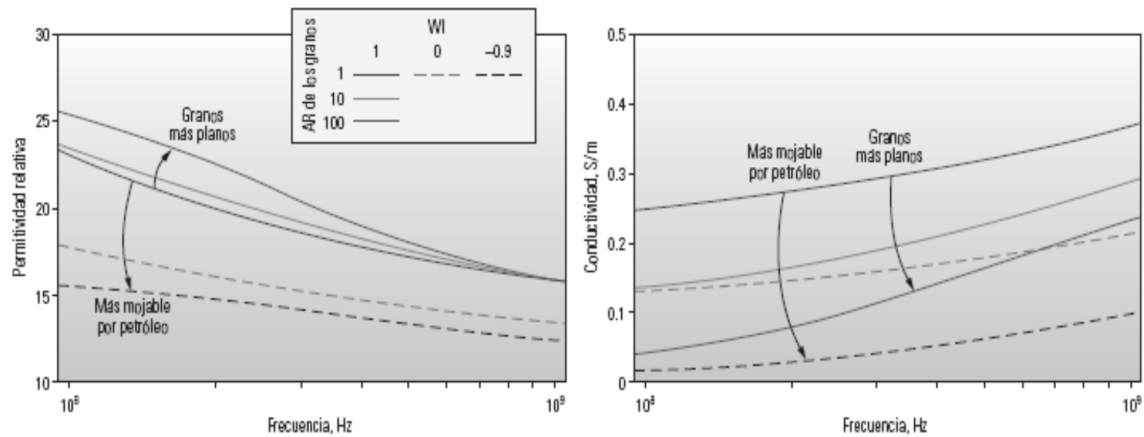


Figura 3.23 La dispersión en un modelo textural.

Aquí se muestran dos series, una con relaciones de aspecto (AR) variables y la otra, con índices de mojabilidad (WI) variables. El caso de mojabilidad por aceite (WI = 1.0), con granos esféricos (AR = 1), es el caso base (rojo). En una de las series, la relación AR de los granos se incrementa hasta 10 (verde) y 100 (azul), a la vez que conserva la condición de mojabilidad por agua. A medida que los granos se vuelven más planos, o la relación AR se incrementa, la conductividad de la roca (extremo inferior) decrece significativamente y la permeabilidad relativa (extremo superior) se incrementa. Esto provee una vinculación crucial entre las propiedades de dispersión y la textura de las rocas. Una segunda serie mantiene los granos esféricos (AR = 1), pero la condición pasa de mojabilidad por agua (rojo) a mojabilidad intermedia (naranja) y mojabilidad por aceite (negro). El carácter mojable por aceite creciente conduce a una fuerte reducción de la conductividad de la roca. Aquí, el índice de mojabilidad se basa en la fracción de poros mojables por aceite respecto del volumen de poros total, y oscila entre 1, para la condición fuertemente mojable por agua, y -1, para la condición fuertemente mojable por aceite. Los poros de estos modelos son esféricos (AR = 1), con una porosidad del 30%, una saturación de agua del 80%, y una conductividad de la salmuera de 5 S/m.

La mojabilidad incide en la respuesta dieléctrica de la roca. Además, afecta intensamente la distribución espacial de la fase conductiva y la fase no conductiva—salmuera e hidrocarburos, respectivamente dentro del espacio poroso y, en consecuencia, las propiedades dieléctricas de la roca. En una roca fuertemente mojable por agua, la fase de hidrocarburos se encuentra predominantemente en el centro de los poros, rodeada por la salmuera conductiva. La distribución de la fase de fluido es lo opuesto en una muestra fuertemente mojable por aceite, estando la fase de hidrocarburos próxima a las paredes de los poros. Esta distribución inversa de las fases conductivas y no conductivas posee diversos efectos. En las rocas mojables por aceite, la fase de salmuera conductiva no forma una red conectada continua con un incremento del aislamiento de la salmuera a medida que aumenta la mojabilidad por aceite. Esto se traduce en una reducción significativa de la conductividad de la roca.

Otra técnica de laboratorio que posee gran potencial para asistir en la caracterización de la mojabilidad y la geometría de los poros es la técnica NMR. La señal de NMR es una medida del grado de relajación de los momentos magnéticos después de una polarización inicial. Los fluidos que se encuentran en contacto directo con una superficie de roca experimentan un mejoramiento de la relajación, debido a la presencia de iones paramagnéticos o impurezas magnéticas sobre la superficie de la roca. La preferencia de la superficie, en términos de mojabilidad, determina cuál de los dos fluidos disponibles estará en contacto, y en consecuencia, cuál será afectado por la superficie.

Cuando existe una sola fase de fluido presente en la roca, el tiempo de relajación, o distribución de T_2 , es dominado por los efectos de la relajación de la superficie. No obstante, cuando hay dos fases presentes, la respuesta de NMR puede variar considerablemente, dependiendo de la mojabilidad de la roca. Después del drene con un aceite de laboratorio, la roca se mantiene mojabable por agua con una capa remanente de agua que recubre la superficie de la roca.

El valor pico de T_2 del aceite se aproxima al *bulk value* de dicho fluido (este valor corresponde a las situaciones en las que prácticamente no existen interacciones con las superficies que puedan modificar el tiempo de relajación; por ejemplo, un fluido dentro de un vaso de precipitación, en donde la relación entre la superficie de contacto y el volumen es muy pequeña) (Figura 3.24). Por el contrario, el drene con lodo a base de aceite (OBM) se traduce en valores de T_2 más cortos que los correspondientes al *bulk value* del OBM. Ésta es una indicación de que el OBM, que se elaboró mediante el agregado de sustancias, incluyendo asfáltenos, al mismo aceite de laboratorio, está tocando la superficie de la roca y, en consecuencia, humedece el núcleo.

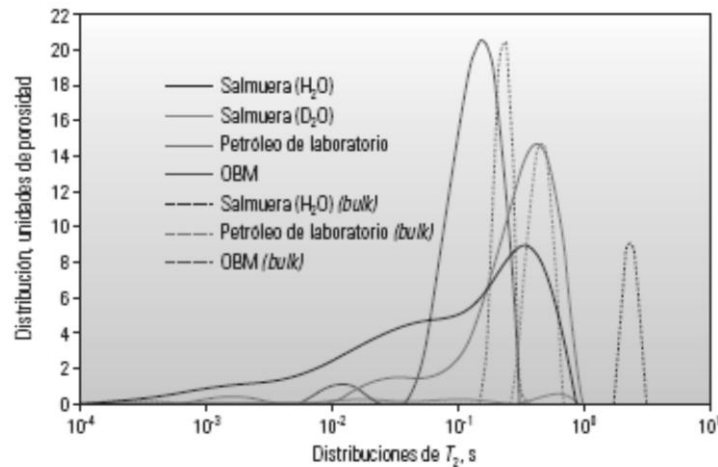


Figura 3.24 Distribuciones de los tiempos de decaimiento T_2

La distribución de los tiempos T_2 para una muestra de carbonato completamente saturada con salmuera (H_2O) (línea negra sólida) se desplaza hacia un tiempo más corto que la señal de la salmuera (línea negra punteada) debido a las interacciones de superficie. La salmuera es reemplazada por una salmuera hecha con agua deuterada (D_2O), que no posee ninguna señal de NMR fuera de un pequeño volumen de H_2O residual (verde). Después de lavar la muestra deuterada con OBM, el pico (línea roja sólida) se desplaza con respecto al *bulk value* del OBM (línea roja de puntos), lo que indica que el OBM humedece la roca. La muestra se limpió y se preparó nuevamente en el estado deuterado y luego se lavó con aceite de laboratorio. El pico principal (línea azul sólida) se alinea con la señal del *bulk value* del aceite (línea azul punteada) y, de ese modo con el aceite de laboratorio, y la superficie se mantiene mojabable por agua.

El carácter de la mojabilidad puede variar con el tamaño de los poros, y la microporosidad suele permanecer mojabable por agua. Por lo tanto, la determinación de la fracción micro porosa puede ser crucial para analizar las formaciones que exhiben un carácter de mojabilidad complejo. En el campo, los valores de T_2 de los registros de NMR se utilizan comúnmente para estimar la fracción microporosa. No obstante, este enfoque puede fallar debido a las variaciones producidas en la relatividad de la superficie o en la geometría de los poros.

Un método diferente, denominado NMR con difusión restringida, no se ve afectado por la relatividad de la superficie y es sensible a los tamaños de los poros, la conectividad y la tortuosidad. El coeficiente de difusión en un fluido casi sin interacciones con la superficie, D_0 , es una constante que mide con qué rapidez se difunde un grupo concentrado de moléculas. No obstante, dentro de un espacio restringido, tal como los poros de una roca, la difusión, D , puede reducirse con respecto al valor del fluido puro porque el movimiento de las moléculas está restringido por las paredes de los poros. El coeficiente de difusión es determinado mediante el análisis de NMR por decaimiento del eco en presencia de un campo magnético no homogéneo. Un ejemplo para una roca carbonatada muestra la distribución D/D_0 normalizada en los tiempos de difusión iniciales (Figura 3.25).

La distribución posee un pico en los coeficientes de difusión pequeños, que corresponde a las moléculas presentes en el espacio microporoso restringido, y un segundo pico, en los coeficientes de difusión más altos, más cercanos a D_0 , que corresponde a las moléculas que se encuentran en zonas menos restringidas, o en poros más grandes. La aplicación de un valor de corte empírico a la distribución separa la microporosidad: el porcentaje de la población en los valores de D/D_0 menores que el valor de corte da la microporosidad, lo que concuerda con los datos de porosimetría de mercurio y saturación de agua irreducible después del centrifugado.

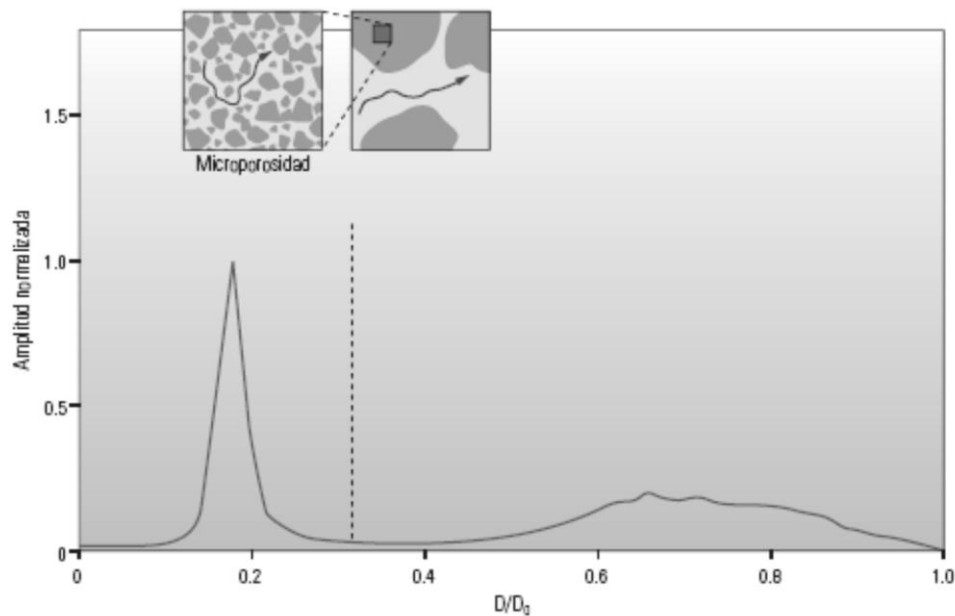


Figura 3.25 Distinción de la microporosidad

El coeficiente de difusión medio normalizado, D/D_0 , indica la presencia de dos poblaciones de moléculas difusoras (azul). El coeficiente de difusión medido es menor en los microporos (inserto a la izquierda), porque el trayecto de difusión de las moléculas (rojo) es más tortuoso. El pico en los valores grandes, es una medición de las moléculas presentes en los poros más grandes (inserto a la derecha) que poseen valores D más próximos al valor D_0 (bulk value). El pico más pronunciado, en el valor de D más pequeño, representa las moléculas presentes en los microporos. En este ejemplo, el área por debajo de la curva, a la izquierda de la línea de corte fija (negro), en relación con el área total por debajo de la curva, corresponde a la microporosidad: el 44% del espacio poroso.

Algunos de estos métodos nuevos están proporcionando información para el modelado de redes de poros, que ha surgido como una forma efectiva de investigar las propiedades de capilaridad, flujo y transporte de los medios porosos. El modelado del espacio poroso con una red de nodos y enlaces, posibilita el cálculo numéricamente eficiente de las propiedades de flujo y provee un conocimiento detallado de los procesos tales como el desplazamiento miscible e inmisible, que son importantes en la recuperación mejorada del aceite.

Un modelo de red de poros es un espacio poroso idealizado, que generalmente incorpora una descripción del medio y de los eventos físicos, ambos a escala de poros.

Los procesos complejos de transporte y flujo multifásico en medios porosos, pueden ser simulados utilizando modelos de redes de poros. Para esos procesos, los modelos de redes de poros son más rápidos de correr en una computadora que otros enfoques que utilizan modelos más exactos.

Si bien los modelos de redes de poros se emplean tradicionalmente en estudios cualitativos, poseen el potencial para volverse predictivos si los parámetros de la estructura de los poros se asignan correctamente. Recientemente, se han registrado avances significativos en materia de modelado de redes de poros consistente en la construcción de redes geológicamente realistas mediante el análisis de imágenes 3D, que pueden ser generadas mediante la reconstrucción 3D de microtomogramas de rayos X (Figura 3.26).

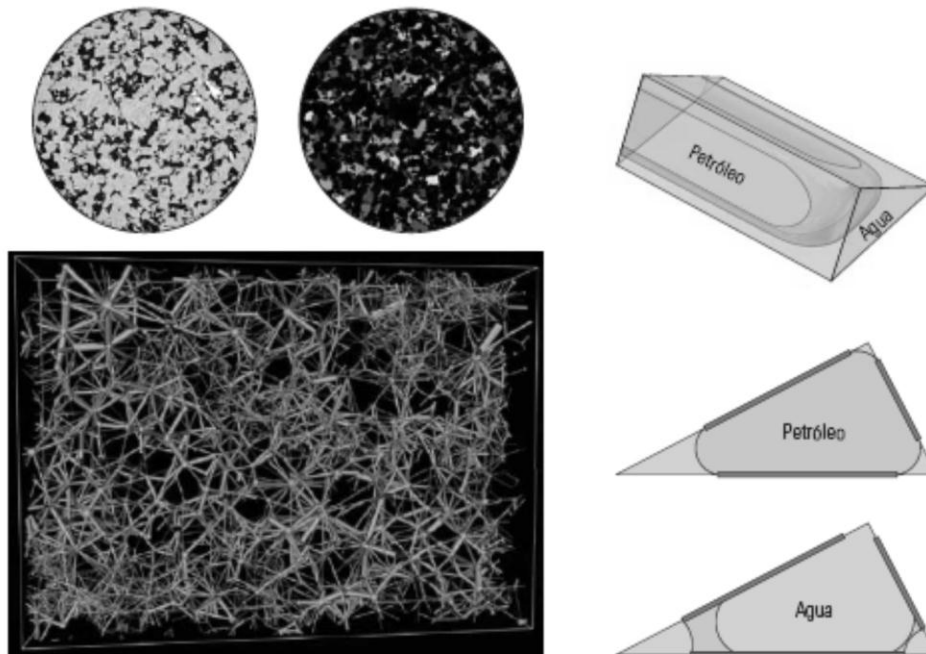


Figura 3.26 Modelado de redes de poros

Los cortes de microtomogramas de un carbonato (extremo superior izquierdo) se dividen (extremo superior, centro) en granos (negro) y poros (coloreados en forma individual). Varios cortes forman un microtomograma 3D que se convierte en una red de poros (extremo inferior izquierdo). Se muestra además un subconjunto pequeño de un modelo; los poros no están en escala. La red comprende esferas y formas más complejas, tales como tubos con secciones transversales triangulares. El desplazamiento con respecto a estas estructuras es de tipo pistón (extremo superior derecho). En esta condición mojable por agua, el aceite se encuentra en la parte media del tubo y el agua en los extremos, como se muestra también en sección transversal (centro, a la derecha). El modelo puede permitir que el aceite toque las superficies y altere el ángulo de contacto, llevándolo a una condición mojable por aceite (sombreado en la superficie). En un proceso de inundación por agua subsiguiente, las capas de aceite pueden permanecer en los elementos con un valor de ángulo de contacto alto (extremo inferior derecho).

No obstante, la resolución de los microtomogramas de rayos X se limita actualmente a varios micrones y, en consecuencia, la descripción adecuada de la microporosidad con modelos de redes de poros constituye un desafío. Diversas técnicas, tales como la de NMR con difusión restringida, la microscopía con focal de utilidad para la generación de imágenes ópticas de especímenes de gran espesor y la microscopía electrónica de barrido, poseen el potencial para extender la aplicabilidad de los modelos de redes de poros a las rocas microporosas.

La técnica de modelado de redes de poros es de utilidad para el estudio del impacto de la mojabilidad sobre la recuperación del aceite. Los parámetros petrofísicos, tales como la presión capilar, la permeabilidad relativa y la resistividad, se calculan bajo diferentes condiciones de mojabilidad. Estas condiciones son dadas por los ángulos de contacto que se asignan en forma aleatoria en base a las distribuciones seleccionadas, proveyendo la distribución de fluidos y las configuraciones de las interfases en la red para obtener múltiples realizaciones. Pueden efectuarse simulaciones de drene e imbibición casi estáticas para examinar el resultado de las condiciones de mojabilidad (Figura 3.27).

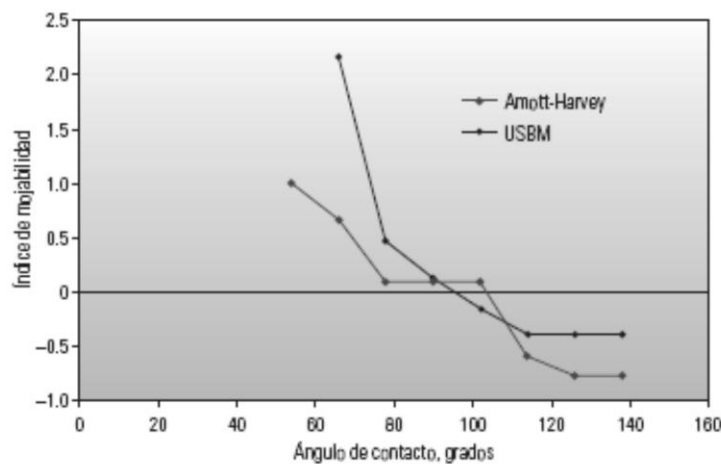


Figura 3.27 Resultados del modelo de poros después de un cambio en la mojabilidad



Un micromodelo poseía una distribución inicial de ángulos de contacto oscilante entre 50° y 60° . En las simulaciones, el ángulo de contacto en el 95% de los elementos de la red se desplaza hacia valores más altos, como resultado de la alteración de la mojabilidad. Los ciclos de drene e imbibición simulados permitieron el cálculo de los índices de mojabilidad de Amott-Harvey (rojo) y USBM (negro), que se muestran como una función del ángulo de contacto alterado.

Estas técnicas de laboratorio señalan el camino que conduce al futuro de la aplicación de la mojabilidad. Los campos de todo el mundo se encuentran en proceso de maduración y la industria extraerá de los recursos de hidrocarburos todo lo que sea económicamente posible antes de su abandono. Todos los sistemas deberán ser optimizados para lograr este objetivo, y eso requiere un mejoramiento continuo en la aplicación de un parámetro fundamental que subyace la recuperación: la mojabilidad de las rocas.



4. MODELO SINTÉTICO PARA EVALUACIÓN DE MOJABILIDADES

El objetivo de este capítulo es simular con ayuda de un simulador comercial (en este caso GEM de la compañía CMG) un modelo para evaluar los efectos que tiene las diferentes mojabilidades en un yacimiento y como impactan en el comportamiento durante la explotación con inyección de agua.

4.1 Definición del modelo

Como hemos visto desde a través de la bibliografía consultada, la mojabilidad de la roca juega un papel de suma importancia en la recuperación de aceite para procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, el objetivo de esta tesis es demostrar a través de simulación numérica los conceptos presentados en los capítulos anteriores.

Para evaluar los efectos de la mojabilidad sobre los procesos de recuperación secundaria, se plantea la necesidad de construir un modelo en el cual aislar los efectos de otras propiedades o características a fin de determinar de la mejor forma posible, los efectos que tienen las curvas de permeabilidad relativa (que finalmente reflejan el efecto sobre el movimiento de fluidos a diferentes saturaciones para diferentes mojabilidades del yacimiento) en la producción, cuando este es sometido al proceso de recuperación secundaria por inyección de agua.

Con base en lo anterior se construirá un simulador con características similares a las observadas en campos como son: de arenas, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, pVT, etc. Y solo se buscará cambiar la mojabilidad en el yacimiento de acuerdo su distribución dentro del mismo, para ello se propone construir un modelo híbrido con el simulador GEM de la Familia CMG (Computer Modeling Group), como mencionamos anteriormente se buscó que la construcción del modelo fuese lo más simple posible para poder discriminar únicamente los efectos de la mojabilidad en los resultados de producción.

Los modelos a evaluar serán:

- Mojabilidad por agua
- Mojabilidad por aceite
- Mojabilidad distribuida por zonas
- Mojabilidad aleatoria

4.2 Características generales del modelo construido

Las características generales básicas del modelo son:

- Se construye un cubo que consta de 25 x 25 x 10 celdas en las direcciones I, J, K respectivamente, cada una de las celdas de 10 x 10 x 10 metros.
- La cima del cubo de análisis está ubicada a 4000 m.



- Se suponen propiedades constantes y homogéneas de porosidad, “permeabilidad en X” igual a “permeabilidad en Y”, en el caso de la “permeabilidad en Z” se considera esta igual a la quinta parte de la permeabilidad en el sentido horizontal, lo anterior al considerar que se tratan de arenas homogéneas donde la estadística muestra que la permeabilidad vertical es siempre menor que las permeabilidades horizontales.
- Para el análisis de los resultados se utilizarán 3 pVT's diferentes, aceite intermedio, Aceite Ligero y Aceite Pesado.
- Para el primer grupo de modelos se utilizará el pVT de un Aceite Intermedio de 28 API, con una Rsi de 178 m³/m³ y una presión de saturación de 175 Kg/cm².
- Para el segundo grupo de modelos se utilizará el pVT de un Aceite Ligero de 33 API y una presión de saturación de 308 Kg/cm².
- Para el tercer grupo de modelos se utilizará el pVT de un Aceite Pesado de 17 API y una presión de saturación de 178 Kg/cm².
- El agrupamiento de Psudocomponentes será el mismo para todos los pozos.
- Se colocan cuatro pozos productores, uno en cada una de las esquinas del cubo y al centro de este se coloca un pozo inyector cerrando el sistema.

4.3 Características pVT

En el caso de las mezclas de hidrocarburos a utilizar, como se mencionó previamente, serán tres fluidos con las características siguientes:

- El pVT del Aceite Ligero de 33 API consta con una presión de saturación de 308 Kg/cm².
- El pVT del Aceite Intermedio de 28 API, consta con una Rsi de 178 m³/m³ y una presión de saturación de 175 Kg/cm².
- El pVT del Aceite Pesado de 17 API consta con una presión de saturación de 178 Kg/cm².

Las muestras mencionadas son introducidas al software WINPROP en el cual a través de los comportamientos volumétricos B_o , R_s , B_g , μ_o , μ_g , z , etcétera, obtenidos de la experimentación de CCE, CVD, Pb, se verán a detalle más adelante, en el laboratorio se calibran ecuaciones de estado que permiten predecir el comportamiento pVT de las mezclas durante la explotación de los modelos.



4.3.1 Composición de las Mezclas Utilizadas

Los datos proporcionados de características de los pozos por los estudios pVT son los siguientes:

Tabla 4.1 Características PVT del Aceite y el Yacimiento

CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE Y YACIMIENTO			
	ACEITE INTERMEDIO	ACEITE LIGERO	ACEITE PESADO
Presión Original Del Yacimiento(KPa)	-	631.15	-
Profundidad de Toma de la Muestra (m)	3437.72	-	1872.72
Temperatura del Yacimiento (°C)	140	158.89	89.44
Ultima Presión Medida (KPa)	372.64	-	369.69
Presión de Saturación @c.y. (KPa)	175.46	306.75	173.7
Gravedad del Aceite Residual(API)	27.1	32.6	16.5
Gravedad @c.s. (API)	30.9	41.5	17.4
Gas Liberado @60°F Y 14.65 Psi (m ³)	21.8	80.02	10.31
Porosidad (%)	10	10	10
Permeabilidad I (mD)	1	1	1
Permeabilidad J (mD)	1	1	1
Permeabilidad K (mD)	0.2	0.2	0.2
Compresibilidad de la roca (1/KPa)	0	0	0

4.3.2 Composición de Mezcla de Hidrocarburos

Los resultados de Laboratorio nos proporciona los componentes del aceite extraído del yacimiento, así como también el porcentaje de cada uno de ellos, la composición de hidrocarburos varía de acuerdo al tipo de aceite esto pueden ir desde el carbono 1 hasta el carbono 40 o más, para poder hacer comparables las mezclas utilizadas se analizaron los reportes pVT y se observa que el elemento mas pesado común a las tres muestras es el C7, por lo que se definió utilizar en cada una de las mezclas el termino C7+ el cual representa a todos los elementos a partir de C7, para su caracterización se utilizaron la densidad API y el peso molecular de la mezcla de elemento que representa.

A continuación se muestran la tabla de los contenidos de hidrocarburos de cada uno de los tres pVT que tenemos



- Análisis HC'S de Aceite Intermedio

Tabla 4.2 Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Aceite Intermedio

ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE LA MUESTRA DE ACEITE INTERMEDIO						
COMPONENTE		% MOL	% PESO	DENSIDAD GM/CC @ 60°F	°API @ 60°F	PESO MOLECULAR
Ácido Sulfhídrico	H2S	0.89	0.25			
Dióxido de Carbono	CO2	1.85	0.68			
Nitrógeno	N2	0.24	0.06			
Metano	C1	30.88	4.12			
Etano	C2	9.91	2.48			
Propano	C3	7.3	2.68			
Iso-Butano	iC4	1.24	0.6			
N-Butano	C4	3.69	1.78			
Iso-Pentano	iC5	1.35	0.81			
N-Pentano	C5	1.95	1.17			
Hexano	C6	2.15	1.54			
Heptano +	C7	3.9	3.04	0.7235	63.9	95
Octano	C8	3.16	2.83	0.7387	59.9	109
Nonano	C9	2.96	2.91	0.7617	54.1	120
Decano	C10	3.4	3.74	0.7758	50.7	134
Undecano	C11	1.63	2	0.7908	47.3	149
Dodecano	C12	2.37	3.19	0.8009	45	164
Tridecano	C13	1.38	2	0.8142	42.1	176
Tetradecano	C14	2.03	3.1	0.828	39.2	186
Pentadecano	C15	1.45	2.38	0.8409	36.6	200
Hexadecano	C16	1.68	2.92	0.8472	35.4	212
Heptadecano	C17	0.58	1.05	0.8522	34.4	221
Octadecano	C18	1.05	1.97	0.8597	32.9	229
Nonadecano	C19	1.01	1.99	0.8671	31.5	241
Eicosano Plus	C20	11.95	50.71	0.971	14.1	516
Heptano Plus		38.55		0.8925	26.9	261



- Análisis HC'S de Aceite Ligero

Tabla 4.3 Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Aceite Ligero

ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE LA MUESTRA DE ACEITE LIGERO					
COMPONENTE	PORCIENTO	%	DENSIDAD	°API	PESO
	MOL	PESO	Gm/Cc @ 60°F.	@ 60°F.	MOLECULAR
Ácido Sulfhídrico	1.57	0.83			
Dióxido de Carbono	2.14	1.46			
Nitrógeno	0.37	0.16			
Metano	49.21	12.26			
Etano	10.38	4.85			
Propano	5.94	4.07			
Iso-Butano	1.2	1.08			
N-Butano	2.83	2.55			
Iso-Pentano	1.21	1.35			
N-Pentano	1.7	1.9			
Hexano	2.46	3.27			
Heptano +	2.23	3.22	0.7121	67	95
Octano	2.28	3.65	0.722	64.3	105
Nonano	2.14	3.84	0.7448	58.3	118
Decano	2.16	4.3	0.7775	50.3	131
Undecano	1.73	3.81	0.7884	47.8	145
Dodecano	1.42	3.44	0.798	45.6	160
Tridecano	1.48	3.99	0.8156	41.8	177
Tetradecano	0.83	2.4	0.8285	39.1	190
Pentadecano	0.7	2.2	0.8353	37.7	205
Hexadecano	0.82	2.74	0.8415	36.5	220
Heptadecano	0.99	3.54	0.8531	34.2	236
Octadecano	0.72	2.79	0.8706	30.9	254
Nonadecano	0.36	1.48	0.8774	29.6	269
Eicosano +	3.13	24.82	0.9254	21.3	538
Propiedades del Heptano Plus	20.99	66.22	0.8436	36.1	203



- Análisis HC'S de Aceite Pesado

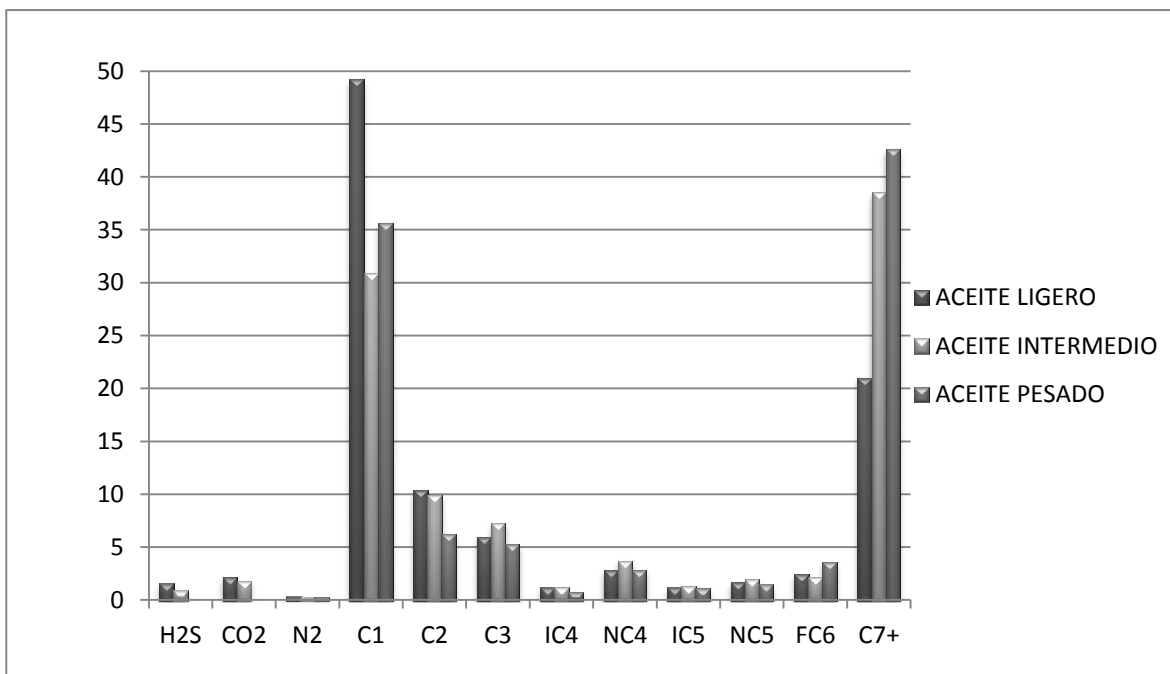
Tabla 4.4 Análisis de Hidrocarburos de la Muestra de Aceite Pesado

ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS DE LA MUESTRA DE ACEITE PESADO					
COMPONENTE	% PESO	% MOL	GRAVEDAD @60°F	° API @ 60°F	PESO MOLECULAR
Nitrógeno	0.05	0.34			
Metano	2.94	35.65			
Etano	0.96	6.22			
Propano	1.2	5.3			
Butano	0.24	0.79			
N-Butano	0.85	2.84			
Iso-Butano	0.43	1.15			
N-Pentano	0.55	1.48			
Hexano	1.59	3.59			
Pesados	91.19	42.64	0.9529	16.8	416

A continuación se muestran los elementos usados para caracterizar los fluidos

Tabla 4.5 Agrupamiento de Diferentes Componentes en los 3 Fluidos Utilizados

COMPONENTES		%MOL		
		ACEITE INTERMEDIO	ACEITE LIGERO	ACEITE PESADO
Ácido Sulhídrico	H2S	0.89	1.57	0
Dióxido de Carbono	CO2	1.85	2.14	0
Nitrógeno	N2	0.24	0.37	0.34
Metano	C1	30.88	49.21	35.65
Etano	C2	9.91	10.38	6.22
Propano	C3	7.3	5.94	5.3
Iso-Butano	IC4	1.24	1.2	0.79
N-Butano	NC4	3.69	2.83	2.84
Iso-Pentano	IC5	1.35	1.21	1.15
N-Pentano	NC5	1.95	1.7	1.48
Hexano	FC6	2.15	2.46	3.59
Heptano+	C7+	38.55	20.99	42.64



Gráfica 4.1 Huella Digital (Agrupamiento de Diferentes Componentes de los 3 pVT)

En la gráfica anterior observamos el agrupamiento de los diferentes componentes de cada uno de los tres fluidos que utilizamos, podemos observar que Aceite Ligero tiene mayor contenido de componentes ligeros como son el metano (C1), etano (C2), debido a que cuenta con 33°API, en el caso del aceite intermedio 28°API, podemos observar que su contenido de hidrocarburos es promedio a los otros dos aceites, y el aceite pesado con 17°API, observamos claramente su alto contenido de componentes pesados en el Heptano plus(C7+).

4.3.3 Experimento de Expansión a Composición Constante

Procedimiento de Laboratorio

Una muestra del fluido del yacimiento se encuentra en una celda de laboratorio. La presión se ajusta a un valor igual o mayor que la presión inicial del yacimiento. La temperatura es ajustada a la temperatura del yacimiento. La presión se reduce al aumentar el volumen de la celda en incrementos. No se extrae gas o líquido de la celda.

En cada paso, la presión y el volumen total del fluido del yacimiento (aceite y gas) se miden. Los datos adicionales que se pueden determinar incluyen el volumen de la fase líquida, la densidad del aceite y gas, viscosidad, los factores de compresibilidad o compresibilidad por encima de la presión de saturación. El procedimiento también es llamado vaporización flash, liberación de flash, expansión o ampliación flash de una masa constante.¹

¹ Tomado del Manual para usuario de WinProp del Simulador CMG



- CCE INTERMEDIO

Tabla 4.6 Prueba de Composición Constante para la Muestra Aceite Intermedio

ACEITE INTERMEDIO RELACIÓN PRESIÓN-VOLUMEN A 140°C		
PRESIÓN (Kg/cm ²)	VOLUMEN RELATIVO	FUNCIÓN Y (2)
421.9409283	0.9532	
386.7791842	0.9589	
351.6174402	0.9637	
316.4556962	0.9697	
281.2939522	0.9761	
246.1322082	0.9834	
210.9704641	0.9912	
196.9057665	0.9947	
189.8734177	0.9964	
182.8410689	0.9981	
175.4571027	1	
174.4022504	1.0022	
173.488045	1.0041	
171.3080169	1.0089	
166.5260197	1.0185	
159.3530239	1.0375	2.677
149.5077356	1.0664	2.596
138.5372714	1.105	2.519
125.1758087	1.1631	2.442
111.533052	1.2406	2.36
98.8045007	1.3377	2.273
87.34177215	1.4545	2.193
72.99578059	1.6607	2.094
56.18846695	2.0554	1.974
42.54571027	2.6411	1.858
30.23909986	3.6217	1.77



- CCE ACEITE LIGERO

Tabla 4.7 Prueba de Composición Constante para la Muestra de Aceite Ligero

ACEITE LIGERO			
RELACIÓN PRESIÓN VOLUMEN A 158.89°C			
PRESIÓN (Kg/cm ²)	VOLUMEN RELATIVO	DENSIDAD Gm/Cc	DENSIDAD Gm/Cc
633.91139	0.88	581.4	0.5814
563.5879	0.8981	569.6	0.5696
528.42616	0.908	563.4	0.5634
493.26442	0.9177	557.5	0.5575
458.10267	0.9289	550.8	0.5508
422.94093	0.9413	543.5	0.5435
387.77918	0.9555	535.4	0.5354
352.61744	0.9728	525.9	0.5259
317.4557	0.993	515.2	0.5152
310.42335	0.998	512.6	0.5126
307.75106	1	511.6	0.5116
305.99297	1.0024		
304.79747	1.0042		
302.33615	1.0077		
296.71027	1.0159		
285.81013	1.0327		
261.19691	1.0784		
226.03516	1.1697		
191.15471	1.3059		
155.71167	1.5239		
132.29395	1.7463		
106.83685	2.1187		
92.912799	2.4177		
71.745429	3.1117		
63.236287	3.5247		



- CCE PESADO

Tabla 4.8 Prueba de Composición Constante para la Muestra de Aceite Pesado

ACEITE-PESADO	
RELACIÓN VOLUMEN-TEMPERATURA A 90°C	
PRESIÓN (Kg/cm ²)	VOLUMEN RELATIVO
352.61744	0.982
317.4557	0.986
282.29395	0.989
247.13221	0.992
219.00281	0.995
204.93812	0.997
197.90577	0.997
190.87342	0.998
183.84107	0.999
174.69902	1
172.94093	1.002
171.53446	1.004
170.12799	1.005
168.86217	1.007
165.41632	1.012
158.59494	1.021
147.62447	1.039
130.11392	1.075
111.90014	1.13
91.78762	1.224
60.77496	1.527
49.31224	1.748
42.27989	1.959
32.15331	2.425
24.27707	3.085
17.38537	4.212
13.65823	5.334

4.3. 4 Experimentos de Liberación Diferencial

Procedimiento de Laboratorio

Este procedimiento se realiza generalmente para un fluido de aceite negro, para simular las condiciones encontradas en el yacimiento. La muestra del líquido del yacimiento en la celda del laboratorio es llevada a la presión de burbuja, y la temperatura se ajusta a la temperatura del yacimiento.

La presión se reduce al incrementar el volumen de la celda. Todo el gas es expulsado de la celda mientras la presión se mantiene constante mediante la reducción del volumen de la celda. El gas es recolectado, y la cantidad y el peso específico son medidos. El proceso se repite paso a paso hasta que la presión atmosférica es alcanzada. La temperatura se reduce a 15 °C o 60 °F, y el volumen remanente del líquido es medido. Esto corresponde al aceite residual de la liberación diferencial.

Cada uno de los valores de volumen de líquido en la celda se divide entre el volumen de aceite residual para obtener el volumen relativo de aceite o el factor de volumen de formación (B_o). La compresibilidad de gas (Z -Factor), la densidad del gas y el factor de volumen de gas (B_g) también son medidos.

El volumen total de gas es removido durante todo el proceso es la cantidad de gas en solución en el punto de burbuja. La relación de solución gas-aceite (R_s) se calcula dividiendo el volumen total de gas entre el volumen residual de aceite. La solución de gas en cualquier presión más baja es obtenida sustrayendo la suma de gas removido hasta la presión de interés del volumen total de gas eliminado.²

Un diagrama del proceso de liberación diferencial se muestra a continuación:

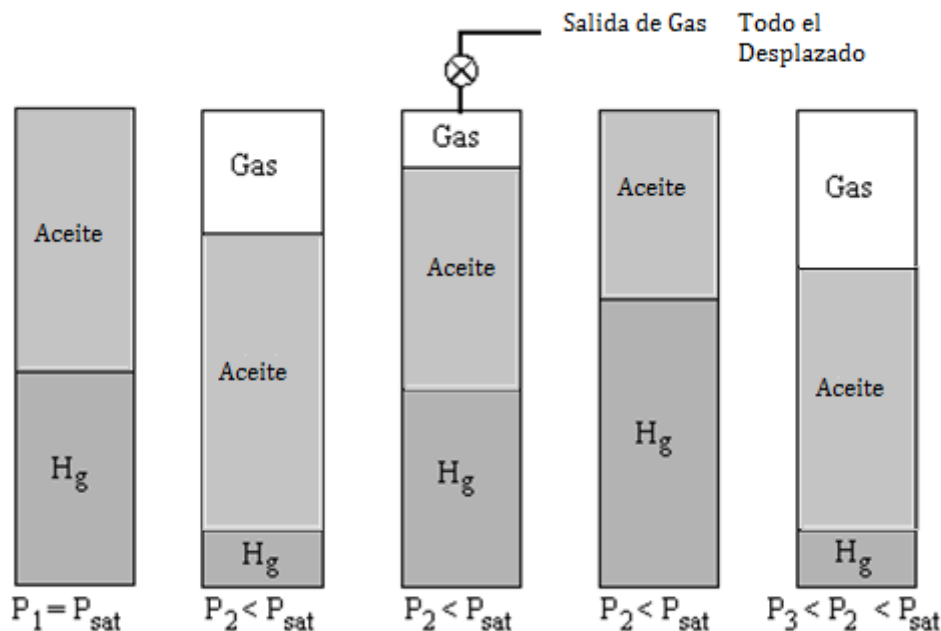


Figura 4.1³ Diagrama de Proceso de Liberación Diferencial

² Texto tomado del Manual para Usuario de WinProp del Simulador CMG

³ Tomada del Manual para Usuario de WinProp del Simulador CMG



- DL de Aceite Intermedio

Tabla 4.9 Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de la Muestra de Aceite Intermedio

LIBERACIÓN DIFERENCIAL A 140°C									
PRESIÓN	VOLUMEN RELATIVO	RELACIÓN GAS-ACEITE (m ³ /m ³)	DENSIDAD DEL ACEITE Gm/Cc	FACTOR DE DESVIACIÓN Z	FACTOR DE VOLUMEN DE GAS EN FORMACIÓN	GRAVEDAD INCREMENTADA DE GAS	VOLUMEN RELATIVO TOTAL		
176.46	1.593	137.22	0.6867				1.593		
159.23	1.557	125.28	0.6941	0.854	0.0079	0.875	1.651		
141.65	1.521	112.98	0.702	0.86	0.00894	0.87	1.737		
124.07	1.486	101.22	0.71	0.867	0.0103	0.872	1.857		
106.49	1.454	89.46	0.7175	0.874	0.01209	0.877	2.031		
88.9	1.421	78.41	0.7256	0.886	0.01468	0.891	2.284		
71.32	1.387	67.01	0.7338	0.894	0.01845	0.917	2.682		
53.74	1.355	56.13	0.7417	0.91	0.02493	0.957	3.375		
36.16	1.32	44.55	0.7505	0.926	0.03769	1.032	4.811		
18.58	1.274	30.83	0.7619	0.95	0.07514	1.221	9.264		
9.79	1.231	21.21	0.7742	0.967	0.14478	1.495	18.018		
1	1.102	0	0.8092			2.367			



- DL de Aceite Ligero

Tabla 4.10 Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de la Muestra de Aceite Ligero

LIBERACIÓN DIFERENCIAL, VAPORIZACIÓN DIFERENCIAL A 158.88°C									
PRESIÓN	VOLUMEN	RELACIÓN	DENSIDAD	FACTOR DE	FACTOR DE	GRAVEDAD	VISCOSIDAD	VISCOSIDAD	
Kg/cm ²	RELATIVO	GAS-ACEITE	ACEITE	DESVIACIÓN	VOLUMEN	DEL GAS	DEL	DEL	
			Gm/Cc	Z	DE	INCREMENTADA	ACEITE	GAS	
					FORMACIÓN				
307.1885	3.061	503.6073	0.5116				0.114		
303.391	2.925	471.5304	0.5202	0.916	0.00465	1.138	0.118	0.0366	
296.3586	2.759	430.7215	0.5313	0.908	0.00472	1.124	0.123	0.0354	
289.3263	2.629	398.11	0.5407	0.901	0.0048	1.108	0.13	0.0342	
275.2616	2.444	349.6382	0.5556	0.89	0.00498	1.078	0.14	0.0318	
261.1969	2.305	311.8588	0.5683	0.878	0.00518	1.047	0.152	0.0297	
240.0999	2.147	268.3767	0.585	0.87	0.00558	1.011	0.171	0.0269	
219.0028	2.027	233.6268	0.5992	0.863	0.00607	0.976	0.19	0.0246	
190.8734	1.902	196.9165	0.6166	0.86	0.00694	0.942	0.217	0.0221	
155.7117	1.773	158.7807	0.6372	0.87	0.00861	0.917	0.257	0.0196	
120.5499	1.667	126.1691	0.6563	0.883	0.01128	0.91	0.306	0.0178	
85.3882	1.57	96.9435	0.6755	0.901	0.01626	0.941	0.362	0.0163	
50.2264	1.476	69.6782	0.6952	0.921	0.02823	1.028	0.438	0.0148	
17.526	1.362	40.8089	0.7201	0.958	0.08399	1.294	0.578	0.013	
1	1.125	0	0.7661			2.391	0.771	0.0098	



- DL de Aceite Pesado

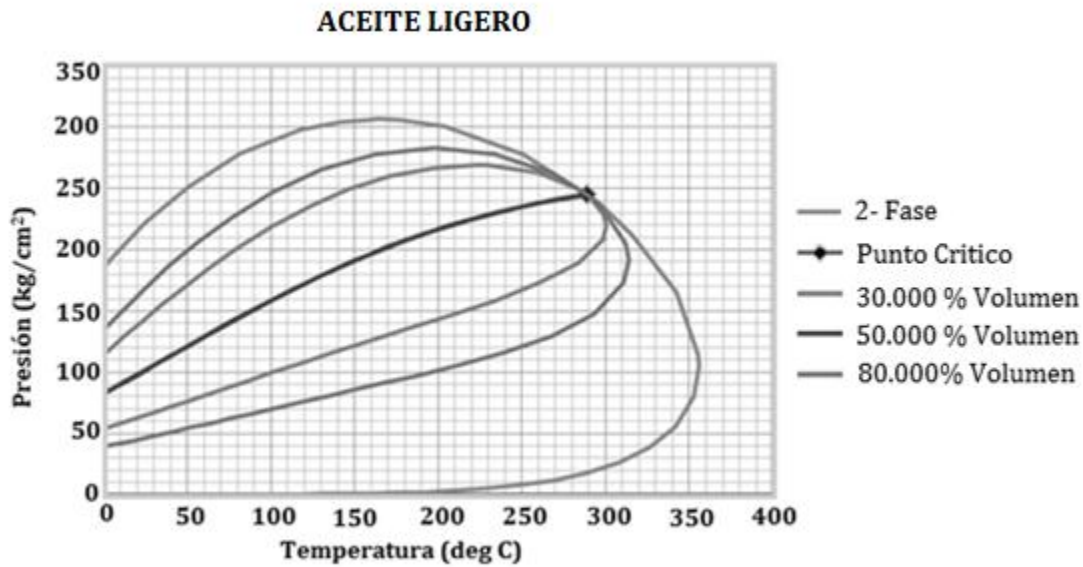
Tabla 4.11 Análisis de la Prueba de Liberación Diferencial de la Muestra Aceite Pesado

ACEITE PESADO LIBERACIÓN DIFERENCIAL A 134.4 °C					
PRESIÓN Kg/cm ²	VOLUMEN RELATIVO	Rs (m ³ /m ³)	GRAVEDAD DEL GAS	DENSIDAD DEL ACEITE GMS/CC	FACTOR DE DESVIACIÓN Z
352.6174	1.21				
317.4557	1.22				
282.294	1.22				
247.1322	1.23				
219.0028	1.23				
204.9381	1.23				
197.9058	1.23				
190.8734	1.23				
183.8411	1.23				
174.699	1.24	64.792		0.83	
157.8214	1.23	59.808			0.9
149.1716	1.22	57.316	0.72	0.84	0.9
128.0042	1.21	50.73	0.7	0.84	0.9
105.6414	1.19	43.966	0.7	0.85	0.91
84.9662	1.18	37.558	0.7	0.85	0.92
62.2518	1.16	30.082	0.71	0.86	0.94
40.2405	1.15	22.606			
18.6512	1.13	14.24			
7.8214	1.11	8.722			
1	1.05	0	1.13	0.91	

4.3.5 Diagramas de Fases

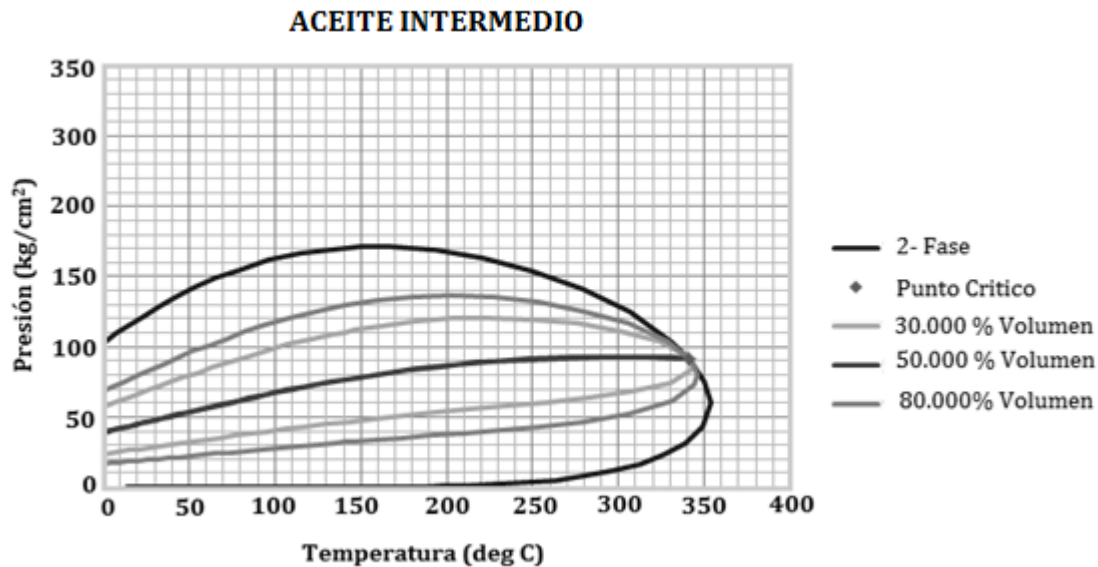
Un diagrama de fase es un gráfico de Presión-Temperatura en el cual se puede muestra el estado de fases en el que se encuentra la mezcla de hidrocarburos para diferentes condiciones de Presión y Temperatura que pudiesen estar presentes desde el yacimiento hasta los puntos de entrega.

El diagrama de fases de Aceite Ligero muestra una clara inclinación de las líneas de calidad cercanas a la presión de burbuja, la forma es muy parecida a la de un yacimiento de aceite volátil, sin embargo la longitud de la línea de rocío y su cercanía al eje x muestra su significativo contenido de componentes pesados. La posición del punto crítico está ubicada debajo de la cricondembara y a la izquierda de la cricondenterma, las curvas de calidad se cargan hacia la línea se presión de saturación.



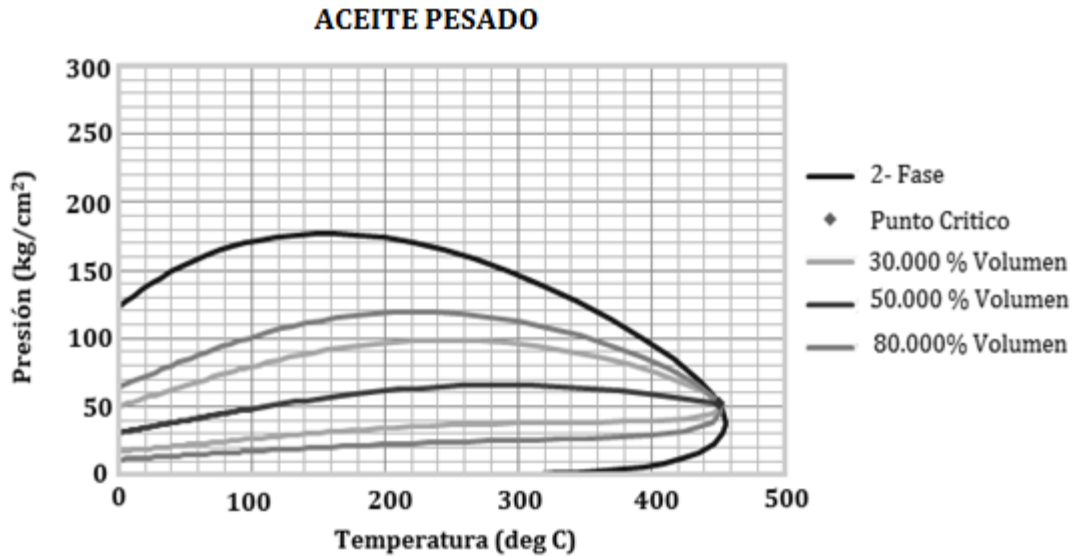
Gráfica 4.2 Diagrama de Fases de Aceite Ligero

El diagrama de fases de Aceite Intermedio, se observa que el diagrama se acerca al comportamiento de un yacimiento de aceite negro, el contenido de componentes ligeros ha disminuido a casi el 40% del contenido original de ligeros y el de pesados ha aumentado casi en el mismo número, es debido a esto la cercanía de la envolvente de fases al eje x, las curvas de calidad están mejor distribuidas entre la envolvente, el punto crítico se alcanza muy cercano a la cricondenterna.



Gráfica4.3 Diagrama de Fases de Aceite Intermedio

La envolvente de fases de Aceite Pesado es característica de un diagrama de fases de un yacimiento de aceite negro, las curvas de calidad se despegan de la curva de burbujeo y se acercan a la curva de rocío, el punto crítico se encuentra casi en la cricodenterma.



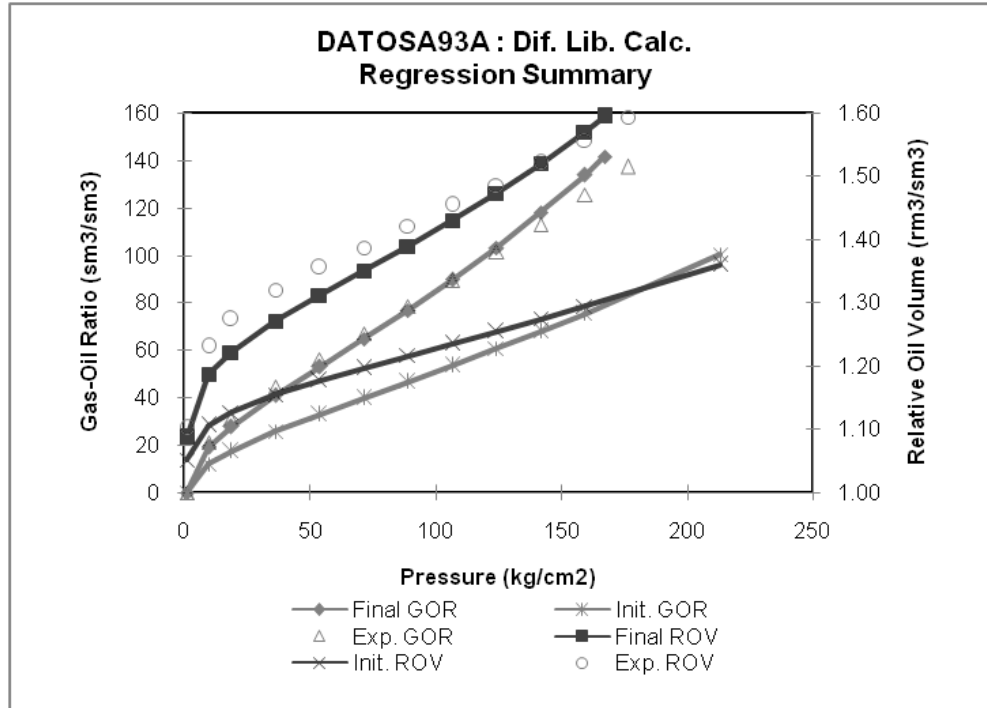
Gráfica 4.4 Diagrama de Fases de Aceite Pesado

A cada uno de los reportes experimentales pVT se le realizó un ajuste con el software de la compañía CMG, para el ajuste se utiliza el módulo Winprop, que es un simulador que determina las propiedades de equilibrio multifásico de las ecuaciones de estado, como puede ser caracterización de fluidos, agrupar componentes, igualamiento de los datos de laboratorio mediante regresiones, construcción del diagrama de fases, calcula también la precipitación de sólidos. Este simulador cuenta con diversas categorías para la introducir los datos obtenidos de los experimentos pVT en formato que es compatible con CMG; en el mismo se buscó ajustar las propiedades pVT con un mínimo de variables para ajustar.



Los resultados principales del ajuste se muestran a continuación para cada uno de los pVT's.

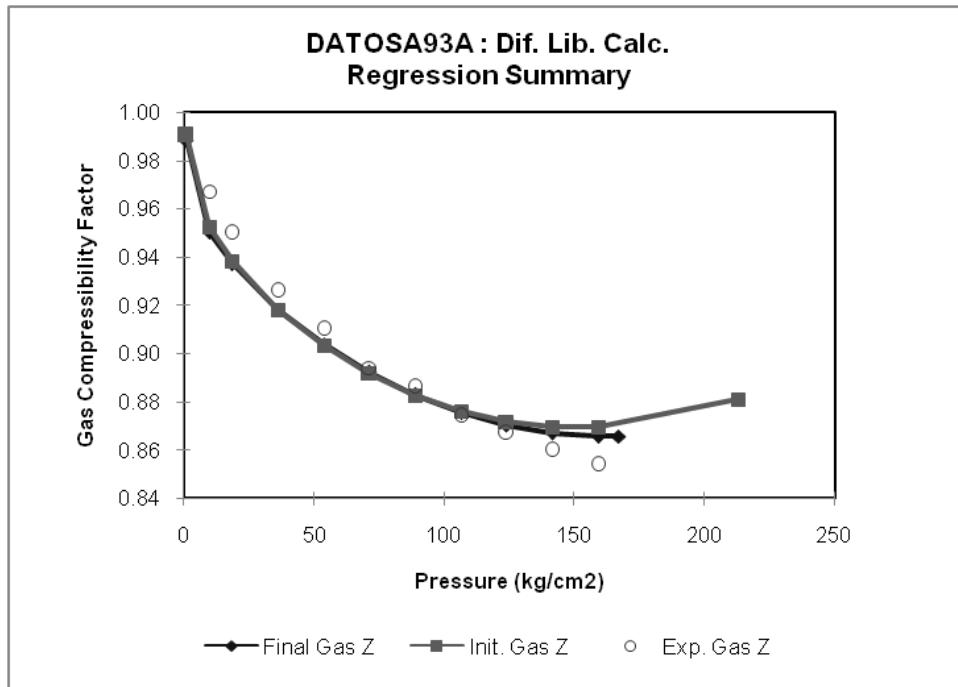
Datos de Aceite Intermedio



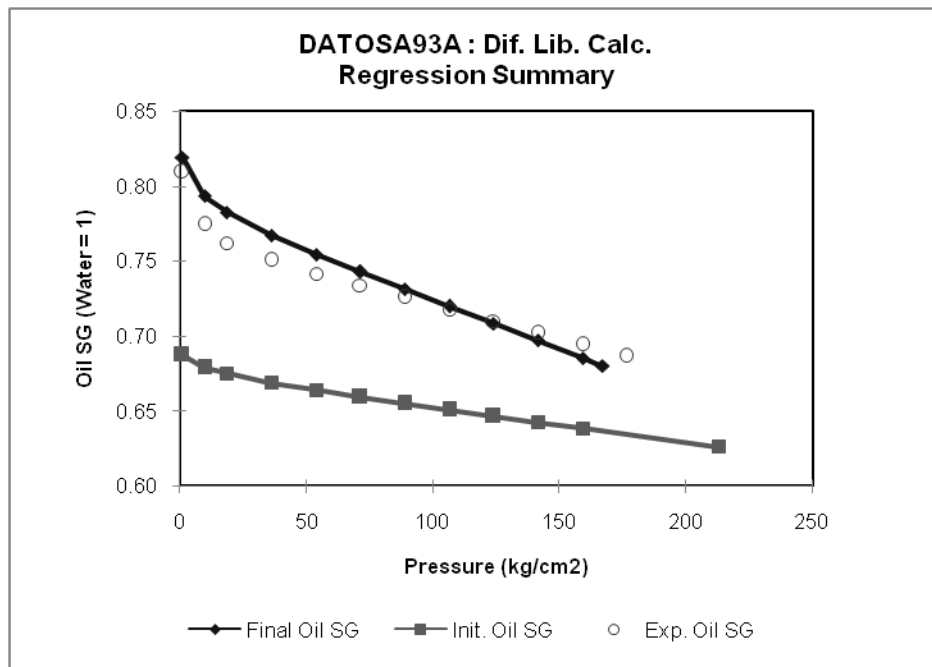
Gráfica 4.5⁴ Presión contra Relación Gas-Aceite y Volumen Relativo de Aceite de la Muestra Aceite Intermedio

En la gráfica observamos la relación gas aceite que es el volumen de gas que puede disolver un volumen determinado de aceite, se observa un buen ajuste a los datos medidos después de la regresión.

⁴ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra de Aceite Intermedio en Winprop



4.6⁵ Gráfica Presión contra Factor de compresibilidad del Gas de la Muestra de Aceite Intermedio

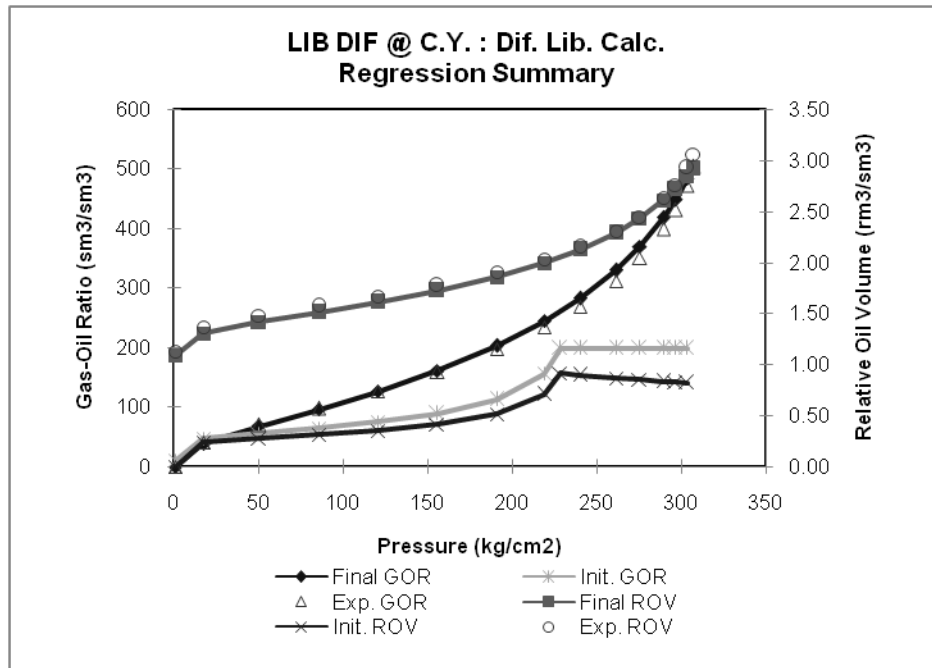


Gráfica 4.7⁶ Presión contra Volumen de Aceite de la Muestra de Aceite Intermedio

⁵ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra de Aceite Intermedio en Winprop

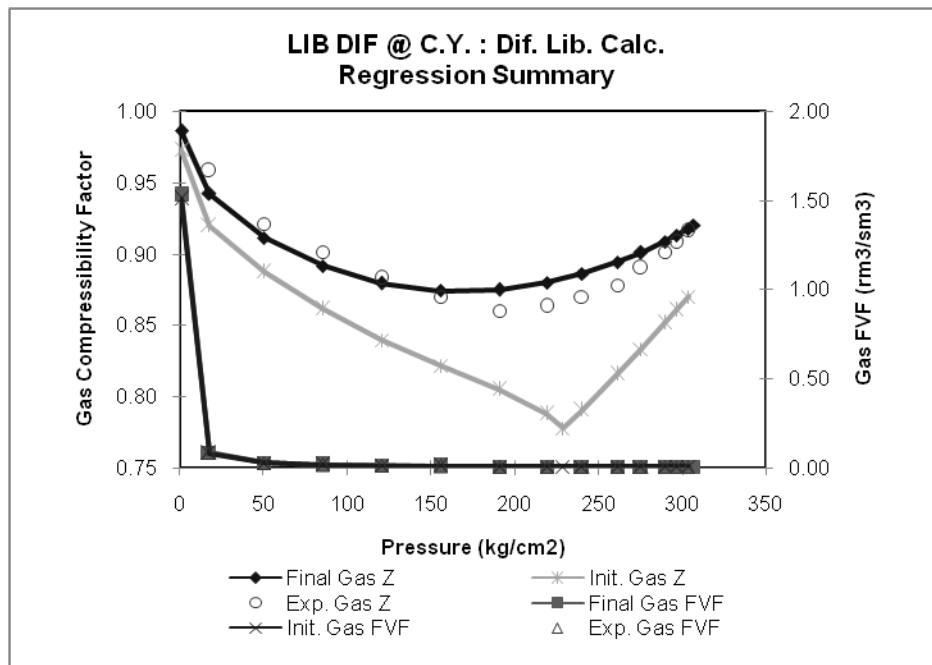
⁶ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra Aceite Intermedio en Winprop

Datos Aceite Ligero



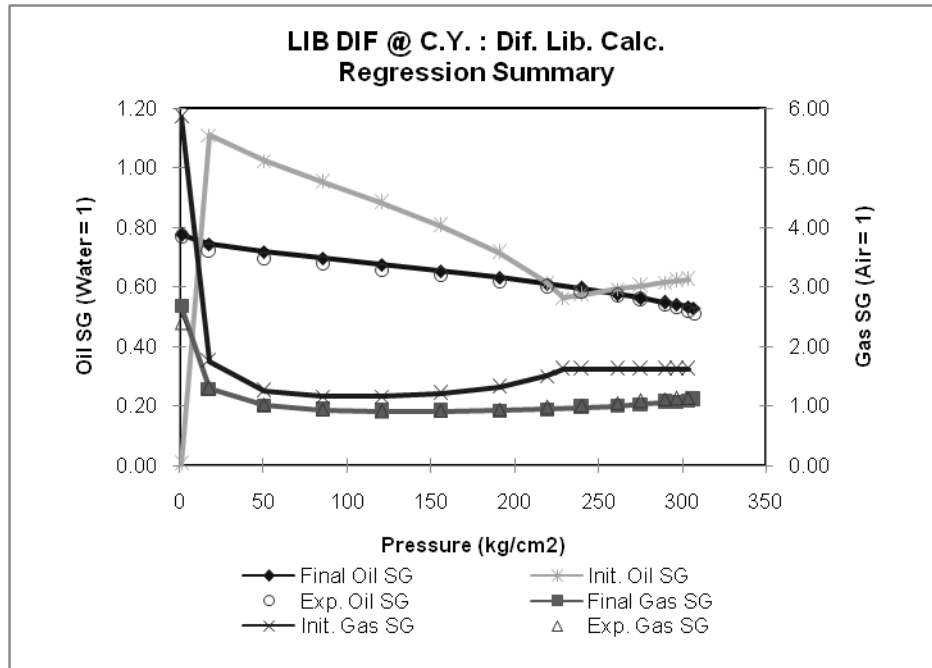
Gráfica 4.8⁷ Presión contra Relación Gas-Aceite para la Muestra Aceite Ligero

En la gráfica se visualiza como el rgo resultante de la regresión va aumentando de una manera uniforme.



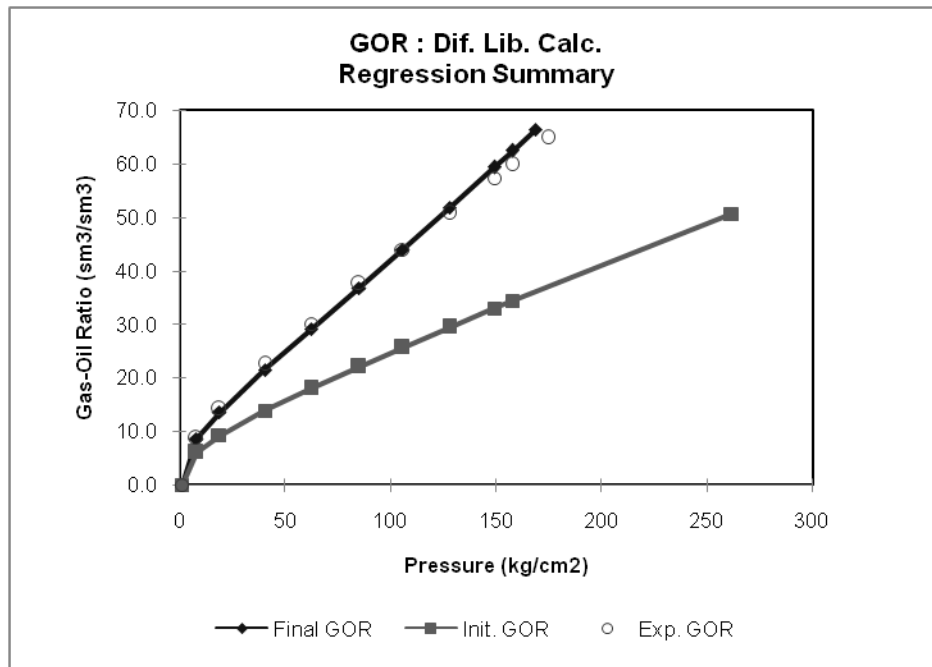
Gráfica 4.9⁸ Presión contra Factor de Comprensibilidad del Gas para la muestra Aceite Ligero

⁷ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra Aceite Ligero Winprop



Gráfica 4.10⁹ Presión contra Volumen de Aceite y Gas de la Muestra Aceite Ligero

Datos Aceite Pesado

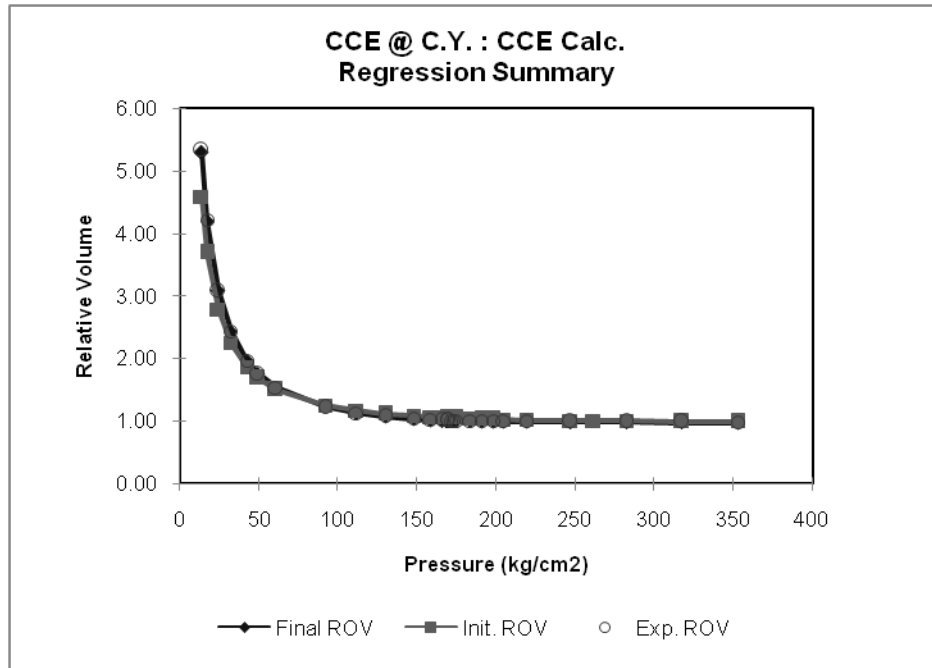


Gráfica 4.11¹⁰ Presión contra Relación Gas-Aceite de la Muestra Aceite Pesado

⁸ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra Aceite Ligero en Winprop

⁹ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra Aceite Ligero en Winprop

¹⁰ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra de Aceite Pesado en Winprop



Gráfica 4.12¹¹ Presión contra Volumen Relativo

Como se puede observar los ajustes obtenidos de los PVT's son bastantes buenos, para lograrlo unicamente se utilizaron como parametros de regresion las propiedades criticas, los componentes mas pesados y algunos coeficientes de interaccion binaria.

4.4 Construcción del modelo

Al principio de este capítulo mencionamos las características principales de este modelo, en el simulador (CMG) en el bloque de Builder se construye el modelo, primeramente se introducen estas características, enseguida se carga el PVT ya elaborado en el bloque de WinProp y detalles como la cantidad de pozos, fechas y gastos de operación.

A Continuación se mostrará a detalle las partes sensibles de la construcción del modelo y la justificación de las mismas.

4.4.1 Curva de Presión Capilar.

La curva de presión capilar se construyó con los datos del artículo literatura de la mojabilidad parte 4 Efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar, y aunque sabemos que la presión capilar es sumamente sensible a la mojabilidad del sistema, no se dispusieron de datos reales, en el artículo existen únicamente una serie de datos para un sistema mojado por agua y no existen datos para sistemas mojados por aceite, por lo que se tomaron los datos disponibles del artículo y se utilizaron tanto para el sistema mojado por aceite, como para el sistema mojado por agua, a continuación se muestra la curva de presión capilar utilizada, a la cual se le ajustó un polinomio que permitiese calcular sus valores a diferentes saturaciones, las mismas que fueron cargadas en el simulador y utilizadas para las corridas.

¹¹ Gráfica tomada de los resultados de nuestro análisis PVT para la Muestra PESADO en Winprop

Finalmente la curva que fue introducida en el simulador es la siguiente:

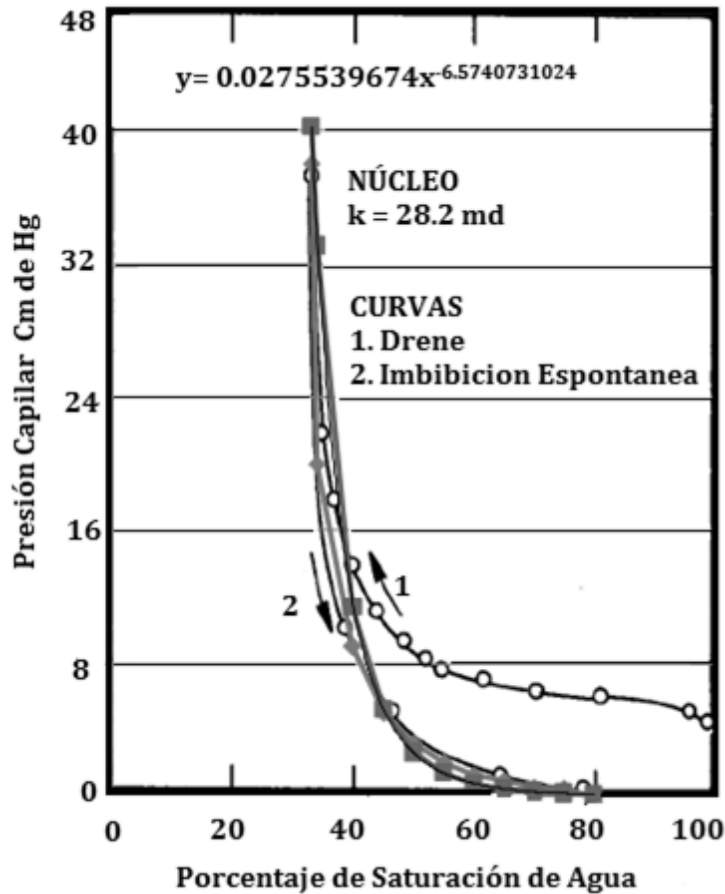


Figura 4.2¹² Curva de Presión Capilar Ajustada en un Sistema Fuertemente Mojado por Agua

En la figura se observa las curvas de Presión Capilar contra un porcentaje de Saturación de agua tomadas del Artículo de Anderson y sobre ellas se visualizan las curvas ajustadas que nosotros utilizamos para introducir los datos al simulador para construir nuestro modelo.

¹² Figura tomada del Artículo de Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure, paper SPE 15271 available from SPE, Richardson, TX.

Para el caso de las permeabilidades relativas, motivo de la presente tesis, se utilizaron los dos tipos de curvas mostrados en el artículo de Anderson fuertemente mojado por agua y fuertemente mojada por aceite, se presenta la forma en que fueron obtenidos los datos y los datos finales que fueron introducidos al sistema.

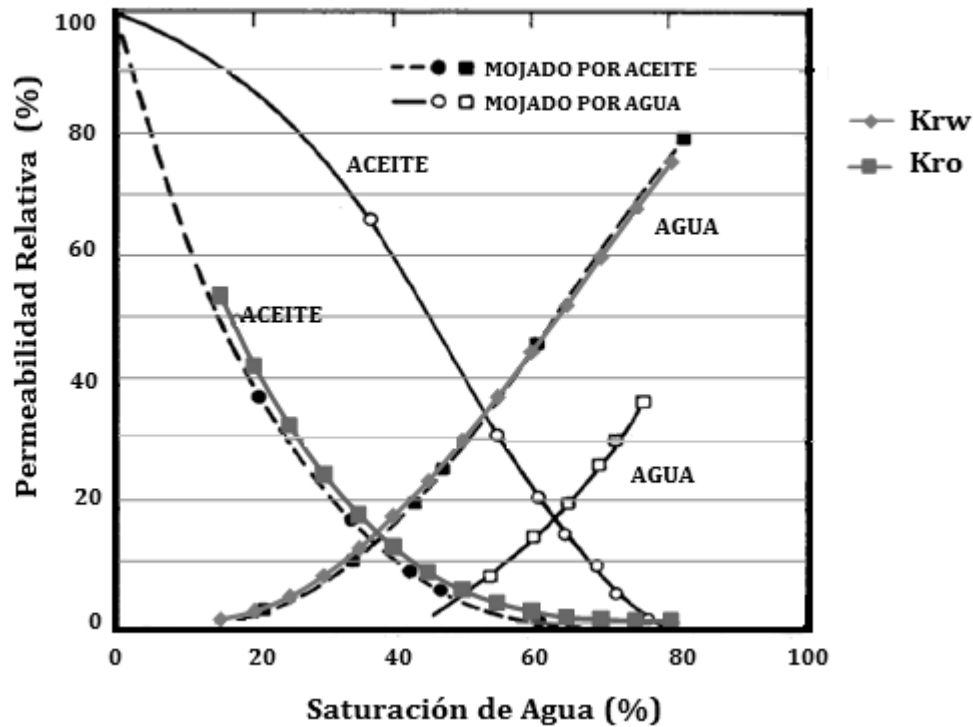
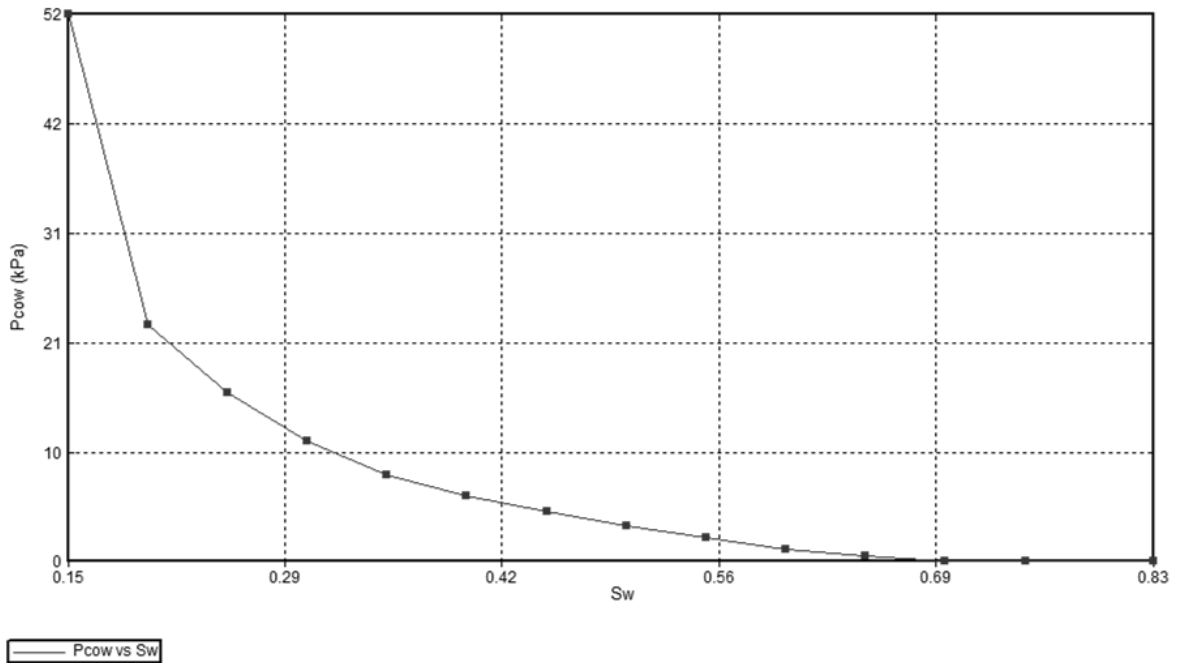


Figura 4.3¹³ Curvas de Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua

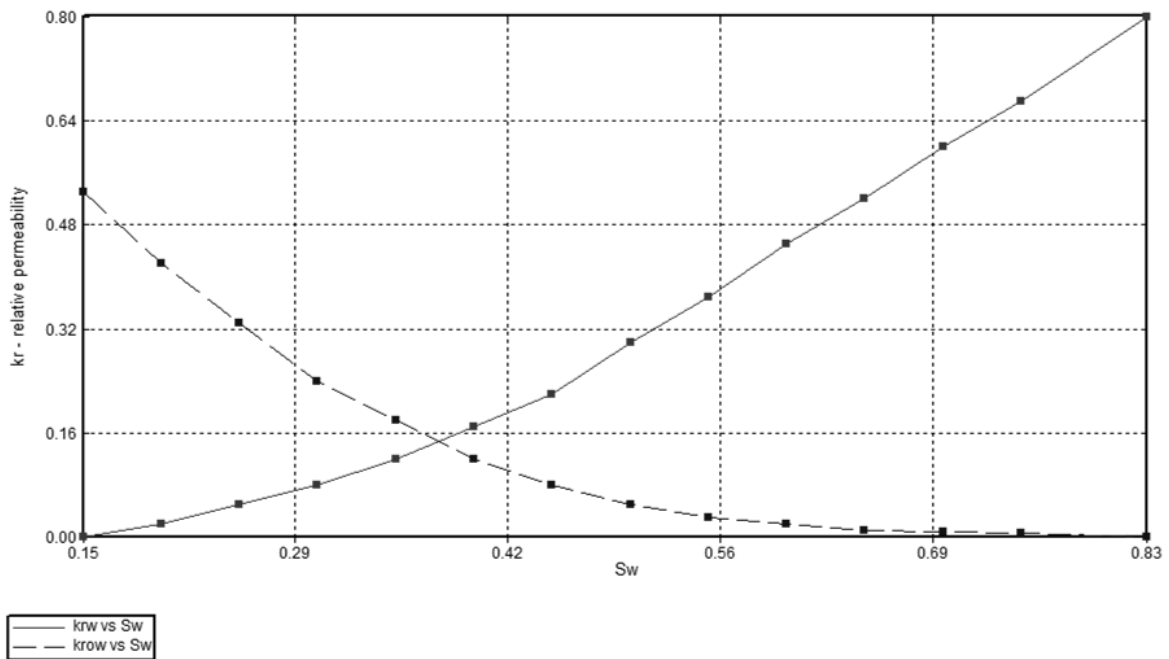
En las curvas observamos las curvas tomadas del Artículo de Anderson y sobrescritas las curvas ajustadas para con ello introducir los datos al simulador para nuestro modelo.

Para un sistema mojado por aceite se obtuvieron las siguientes graficas en el simulador, el modelo es creado en Builder y en el apartado de Rock-Fluid se obtienen las graficas que se observan a continuación.

¹³ Curvas tomadas del Artículo de Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure, paper SPE 15271 available from SPE, Richardson, TX.

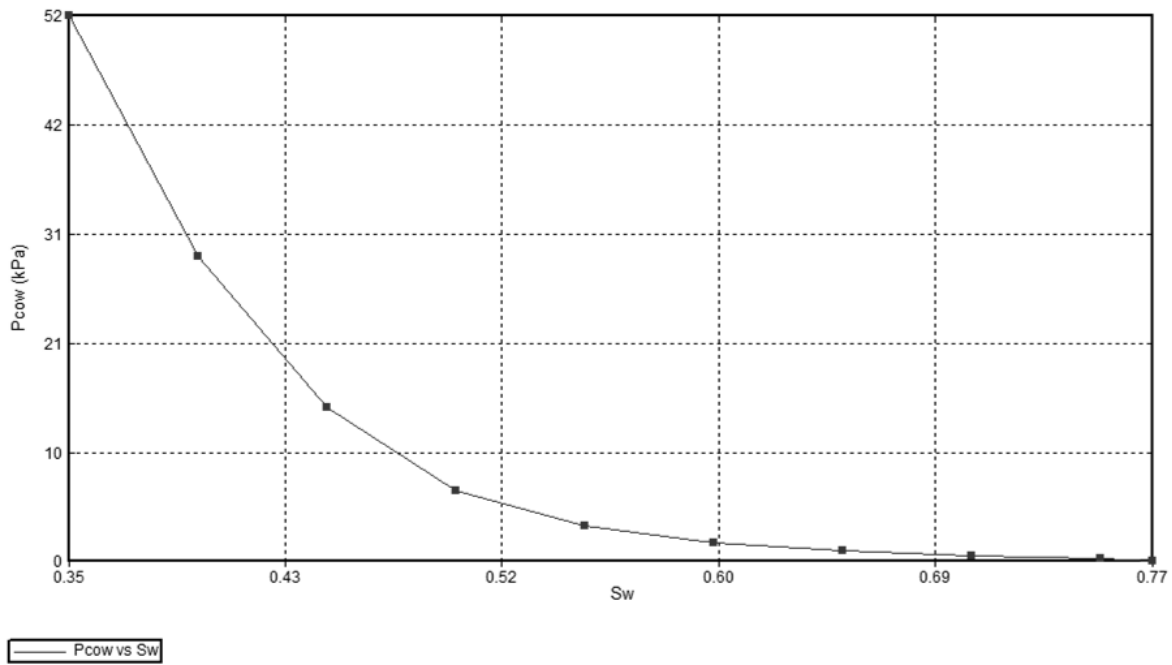


Gráfica 4.13 Presión Capilar vs Saturación de Agua para un sistema mojado por Aceite

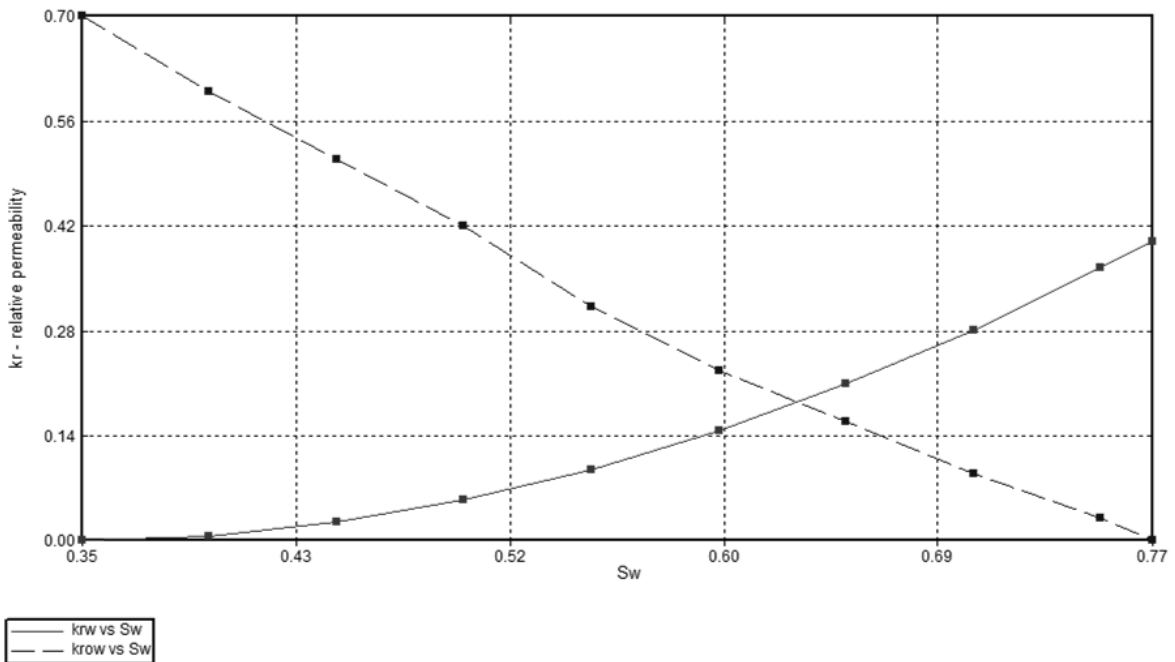


Gráfica 4.14 Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua para un Sistema mojado por Aceite

Para un sistema mojado por agua se obtuvieron las siguientes graficas en el simulador, el modelo es creado en Builder y en el apartado de Rock-Fluid se obtienen las graficas que se observan acontinuación.



Gráfica 4.15 Presión Capilar vs Saturación de Agua para un Sistema Mojado por Agua

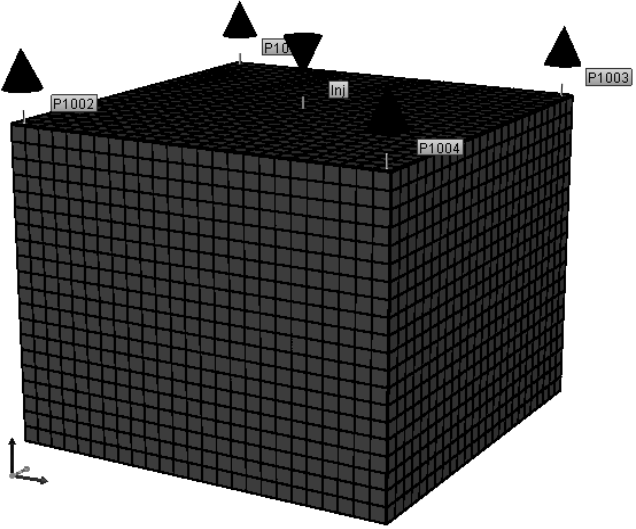
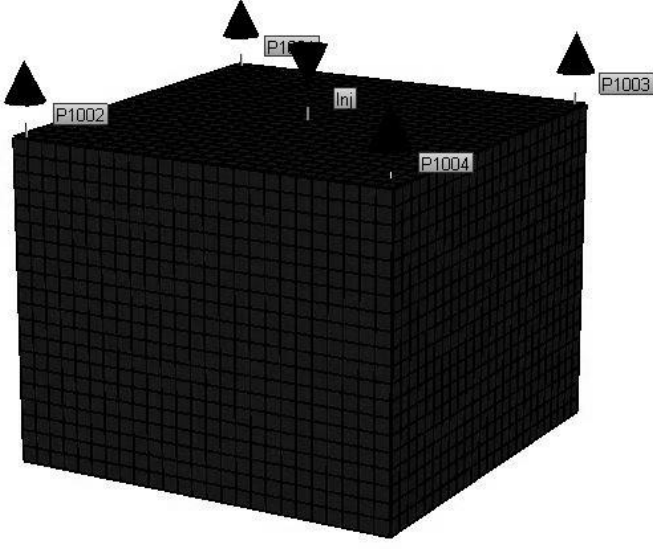


Gráfica 4.16 Permeabilidad Relativa vs Saturación de Agua para un Sistema Mojado por Agua

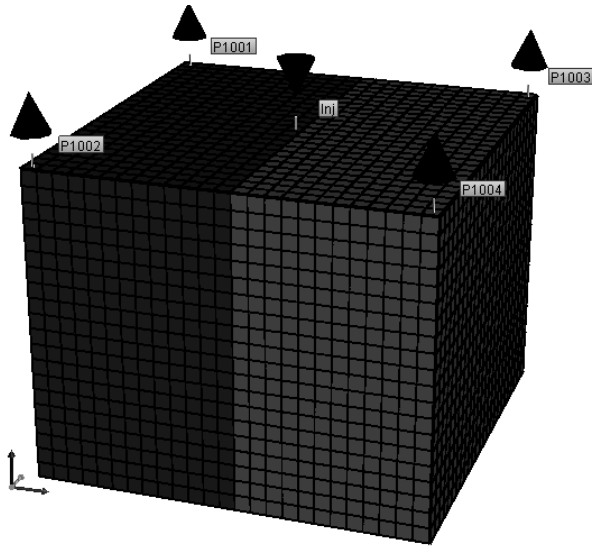
La información anterior de acuerdo a la bibliografía consultada, corresponde a sistemas fuertemente mojados por aceite y agua respectivamente, sin embargo no menciona nada acerca de la configuración granulométrica ni del tamaño de poro, o si estos sistemas pueden ser comparativos en cuanto a permeabilidad, al no disponer de dicha información, consideraremos que son iguales.

4.4.2 Escenarios

Para el análisis de resultados se muestran los escenarios utilizados.

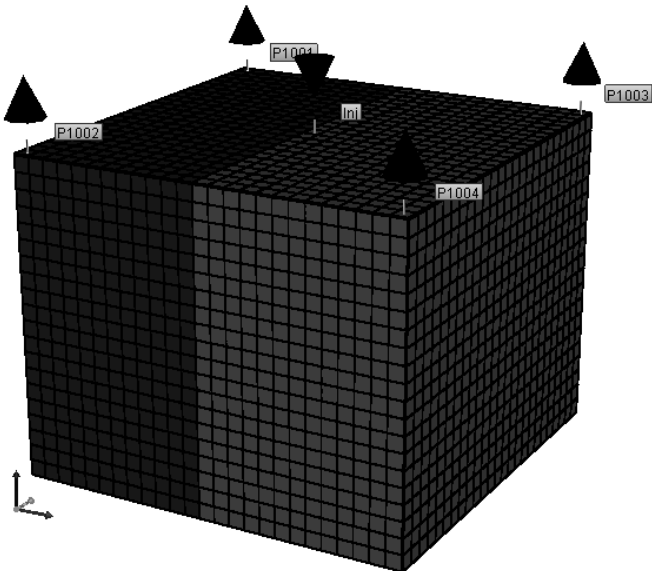
Nombre	Características
<p data-bbox="224 609 495 640">Mojado por Agua WW</p> 	<p data-bbox="971 640 1393 772">Todas las celdas usan curvas de permeabilidad relativa de un sistema preferentemente mojado por Agua</p>
<p data-bbox="224 1249 495 1281">Mojado por Aceite OW</p> 	<p data-bbox="971 1281 1393 1413">Todas las celdas usan curvas de permeabilidad relativa de un sistema preferentemente mojado por Aceite</p>

Mitad Mojado por Aceite



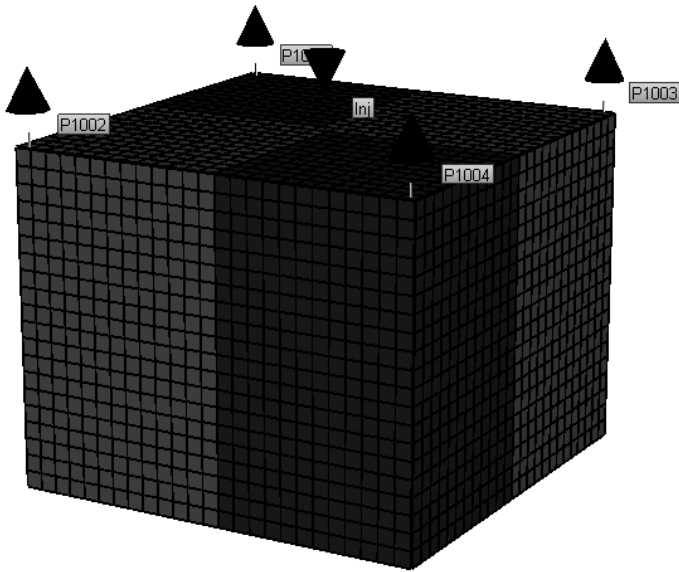
Curvas de permeabilidad relativa mitad para sistemas de mojabilidad al aceite y la otra mitad de mojabilidad al agua, el pozo inyector se coloca en la zona mojada por aceite.

Mitad Mojado por Agua



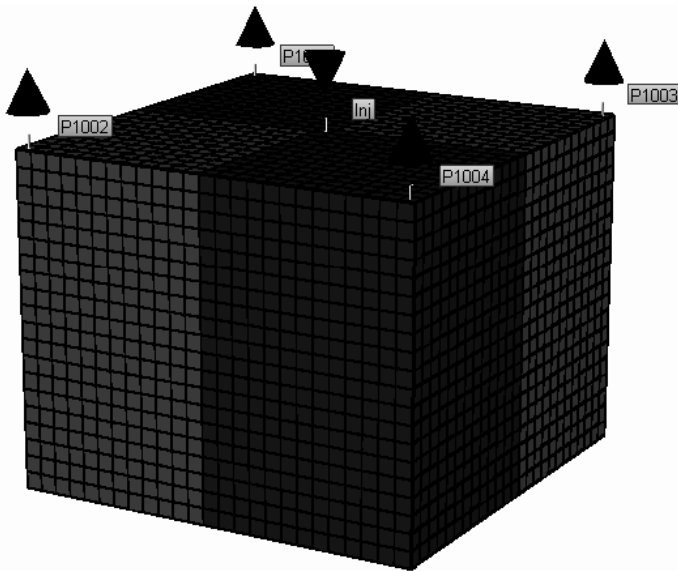
Curvas de permeabilidad relativa mitad para sistemas de mojabilidad al aceite y la mitad de mojabilidad al agua, el pozo inyector se coloca en la zona mojada por agua.

Cuarto Mojado por Agua



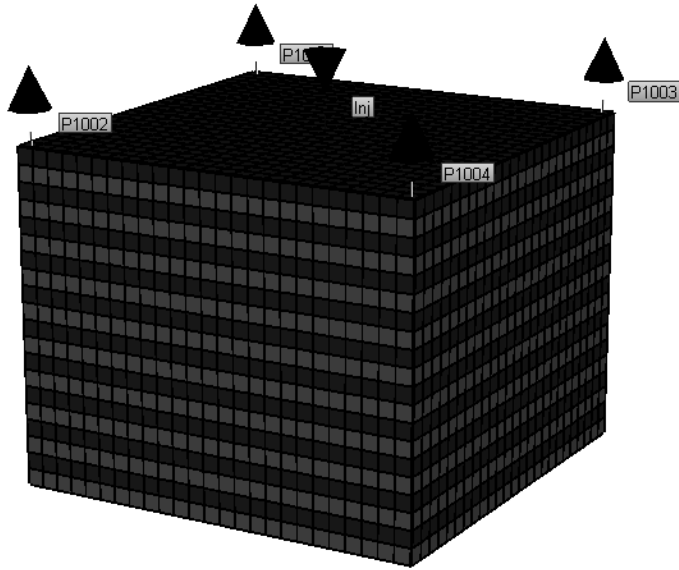
Curvas de permeabilidad relativa dividen al yacimiento en cuatro partes iguales dos con mojabilidad al aceite y dos con mojabilidad al agua, colocados de tal forma que cada zona flanqueada por diferente mojabilidad, el pozo inyector se coloca en la zona mojada por agua.

Cuarto Mojado por Aceite



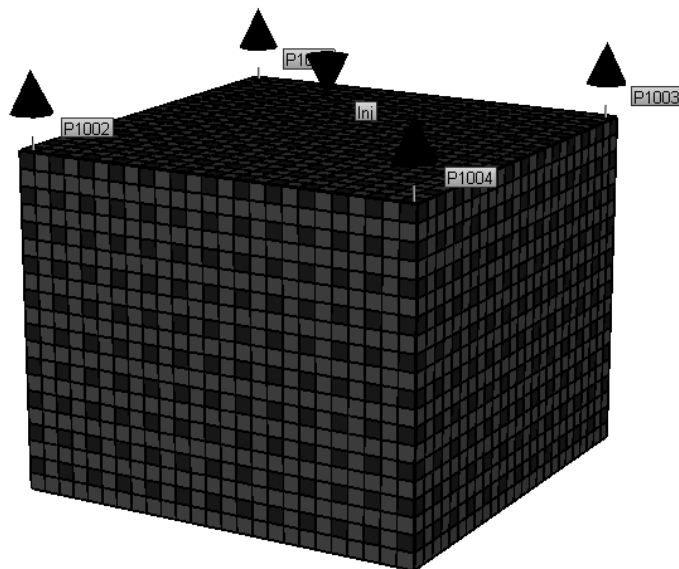
Curvas de permeabilidad relativa dividen al yacimiento en cuatro partes iguales dos con mojabilidad al aceite y dos con mojabilidad al agua, colocados de tal forma que cada zona flanqueada por diferente mojabilidad, el pozo inyector se coloca en la zona mojada por aceite.

Capas Alternadas Mojado por Agua y Aceite

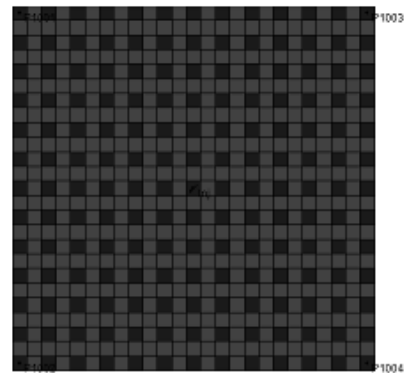


Curvas de permeabilidad relativa dividen al yacimiento en capas alternadas de mojabilidad al aceite y al agua.

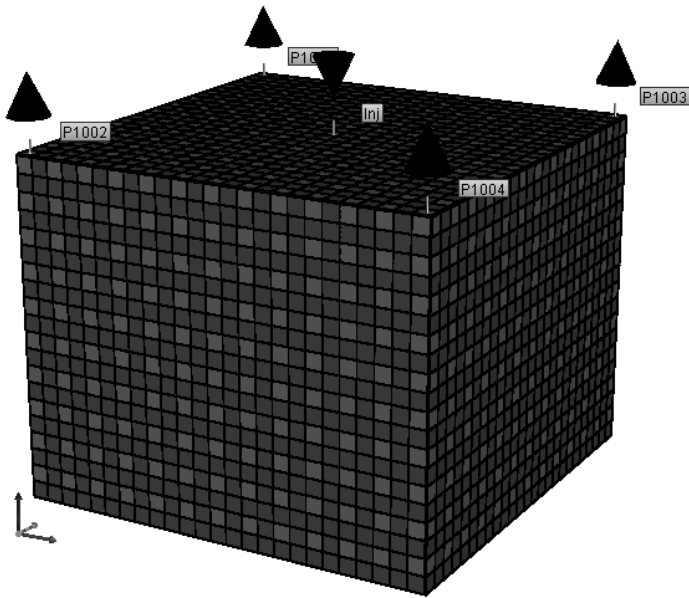
Aislado



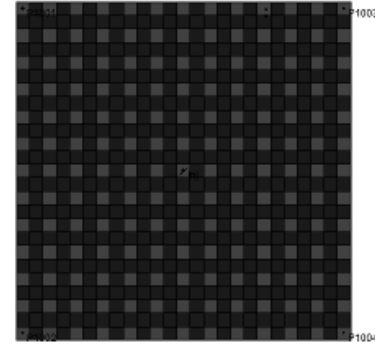
Curvas de permeabilidad relativa estan alternadas por celdas, es decir, una celda es mojada por aceite y sus celdas alrededor estan mojadas por agua, como la figura en plano muestra



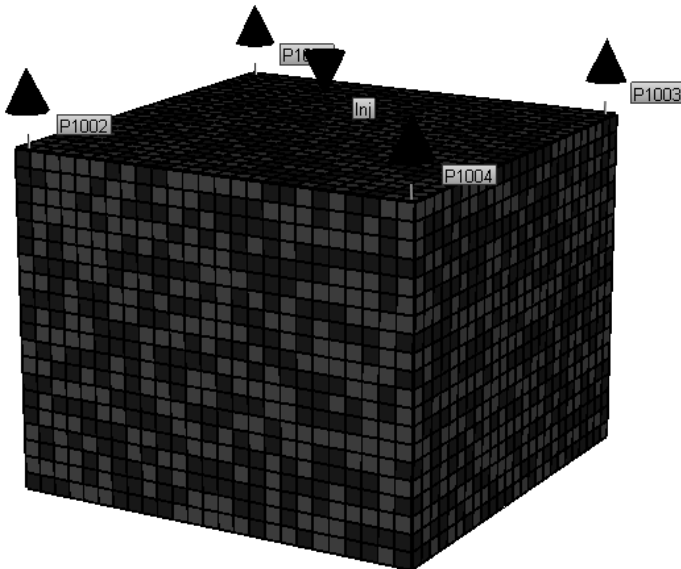
M1_CONECTADO



Curvas de permeabilidad relativa están alternadas por celdas, es decir, una celda es mojada por agua y sus celdas alrededor están mojadas por aceite, como la figura en plano muestra



M1_ALEATORIO



Curvas de permeabilidad relativa elegidas de manera aleatoria, celdas mojadas por aceite y agua

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo del capítulo es presentar los resultados de los modelos construidos y el análisis de los mismos, con lo que se podrá determinar la importancia que tiene la mojabilidad en un yacimiento, especialmente cómo impacta la producción y recuperación de hidrocarburos cuando el yacimiento es sometido a procesos de recuperación secundaria.

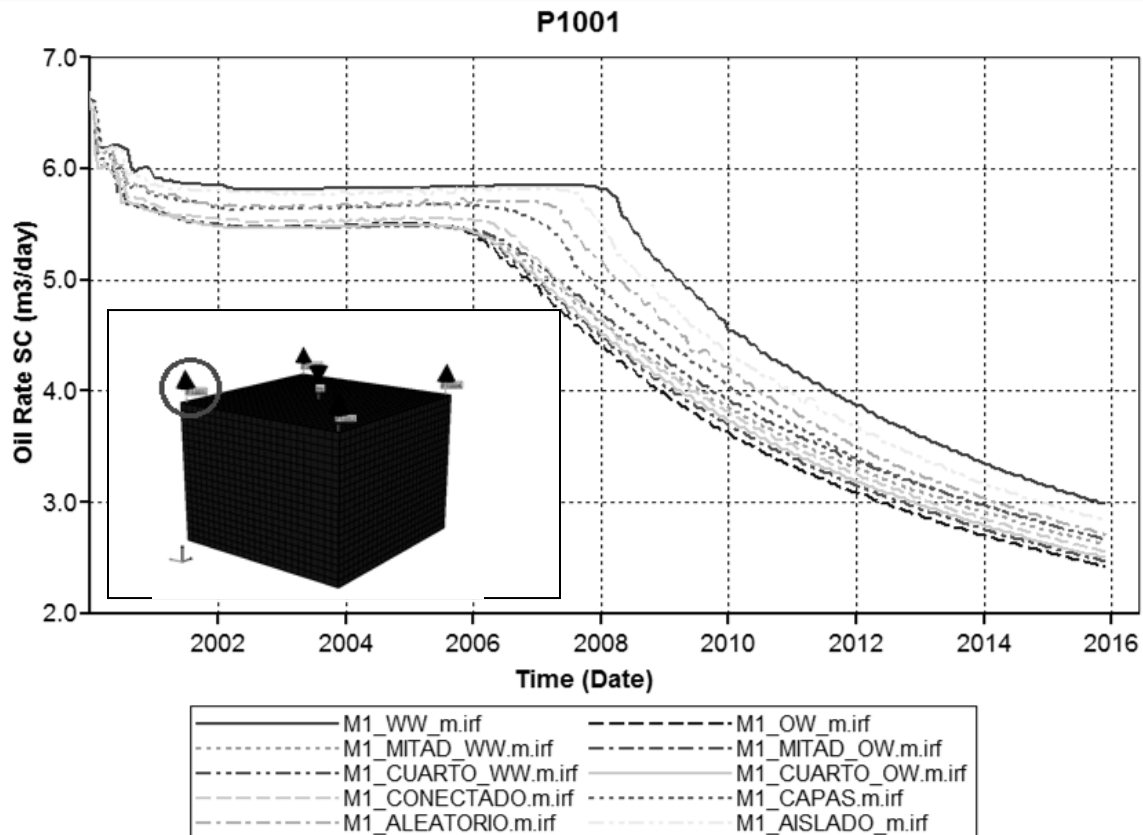
Como se mencionó anteriormente, los modelos analizados tienen las mismas condiciones de operación y siempre son operados por arriba de la presión de burbujeo, el objetivo aislar los efectos de la mojabilidad de cualquier otra condición de operación,

5.1 Análisis Modelo 1

PVT Aceite Intermedio

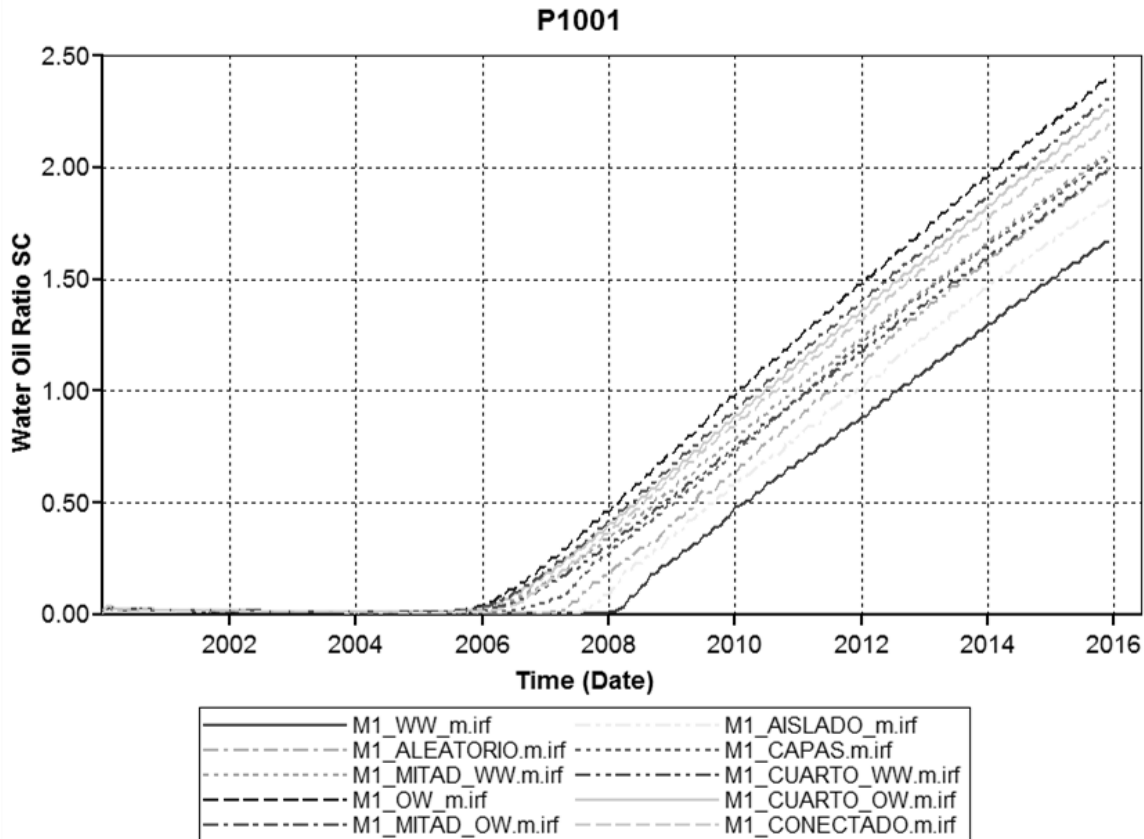
A continuación se muestran los resultados de producción de los diez modelos generados para el PVT del Aceite Intermedio.

5.1.1 Para el Pozo 1



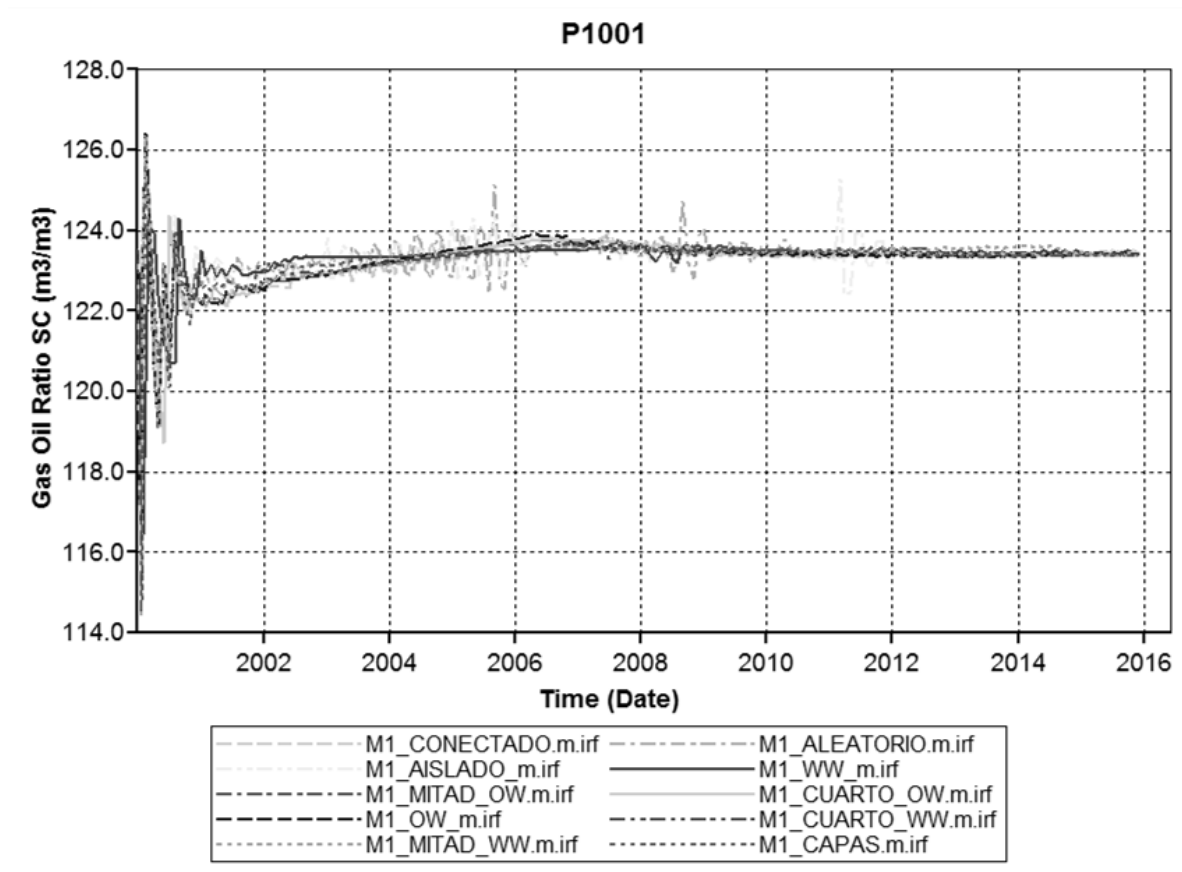
Gráfica 5.1 Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio

Para el Pozo 1 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, sin embargo una vez que llega el rompimiento o irrupción de agua en el Pozo productor, se observa como declina la producción más rápido y en el siguiente orden CAPAS, CONECTADO, MITAD_WW, CUARTO_WW, OW, CUARTO_OW, MITAD_OW.



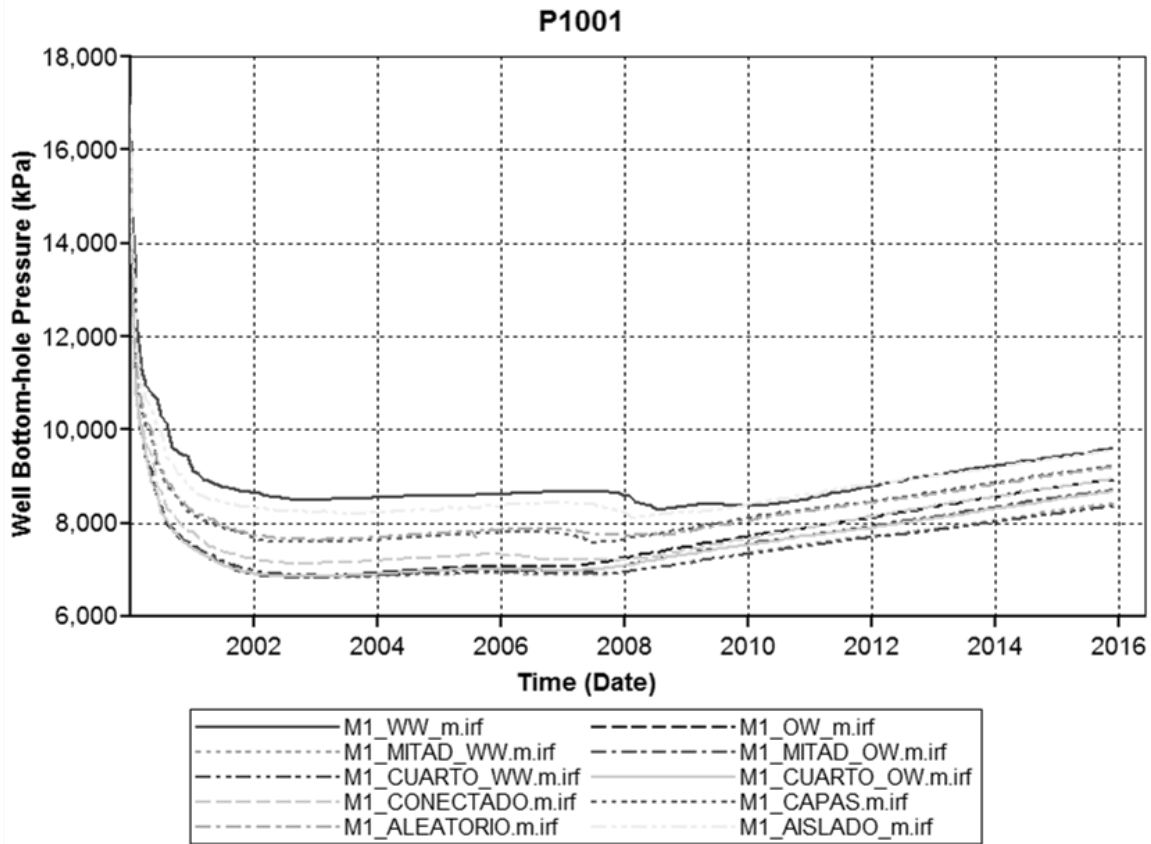
Gráfica 5.2 Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.3 Relación Gas-Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio

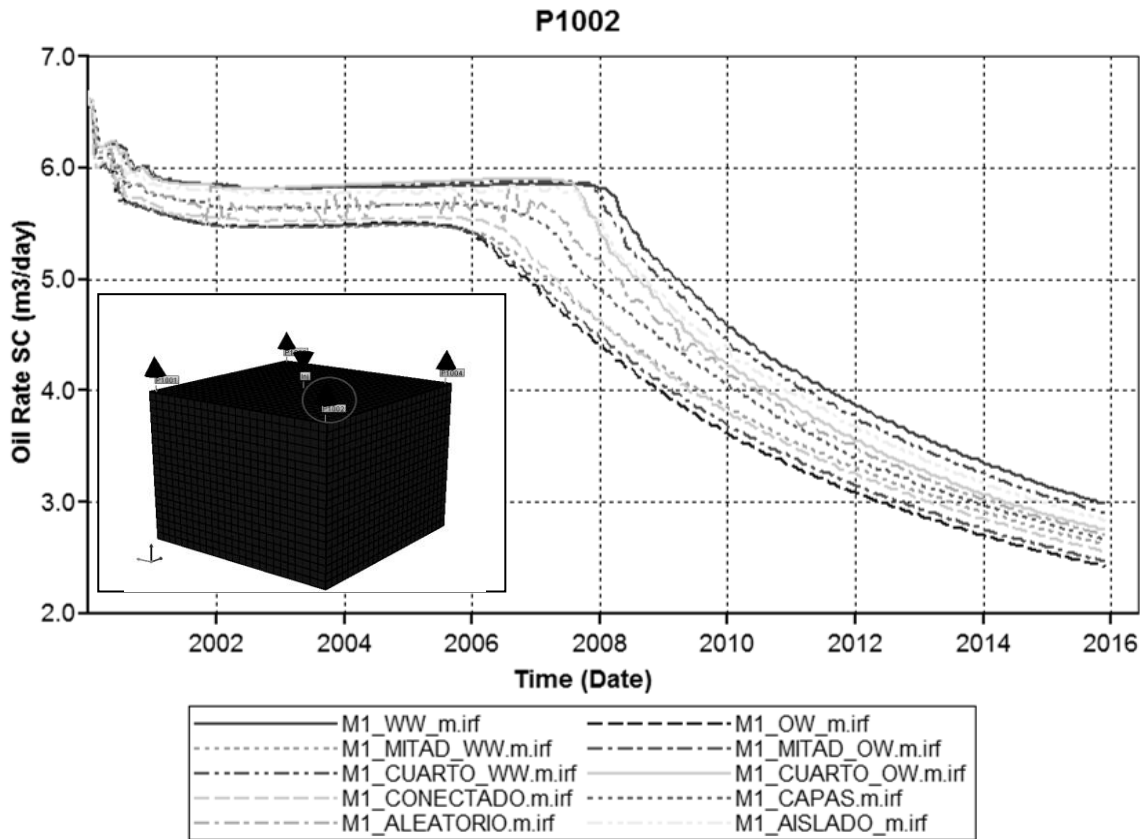
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos



Gráfica 5.4 Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Intermedio

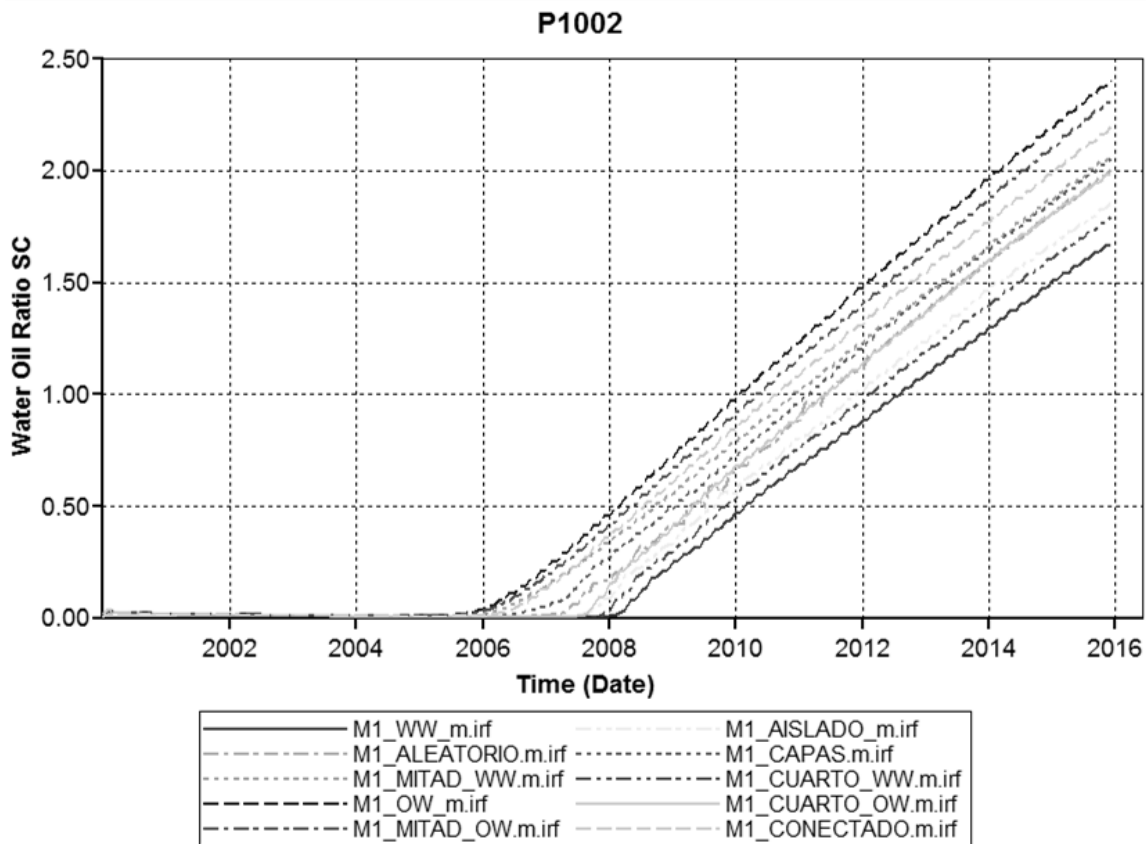
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, conforme se extrae el aceite la presión comienza a decaer.

5.1.2 Para el Pozo 2



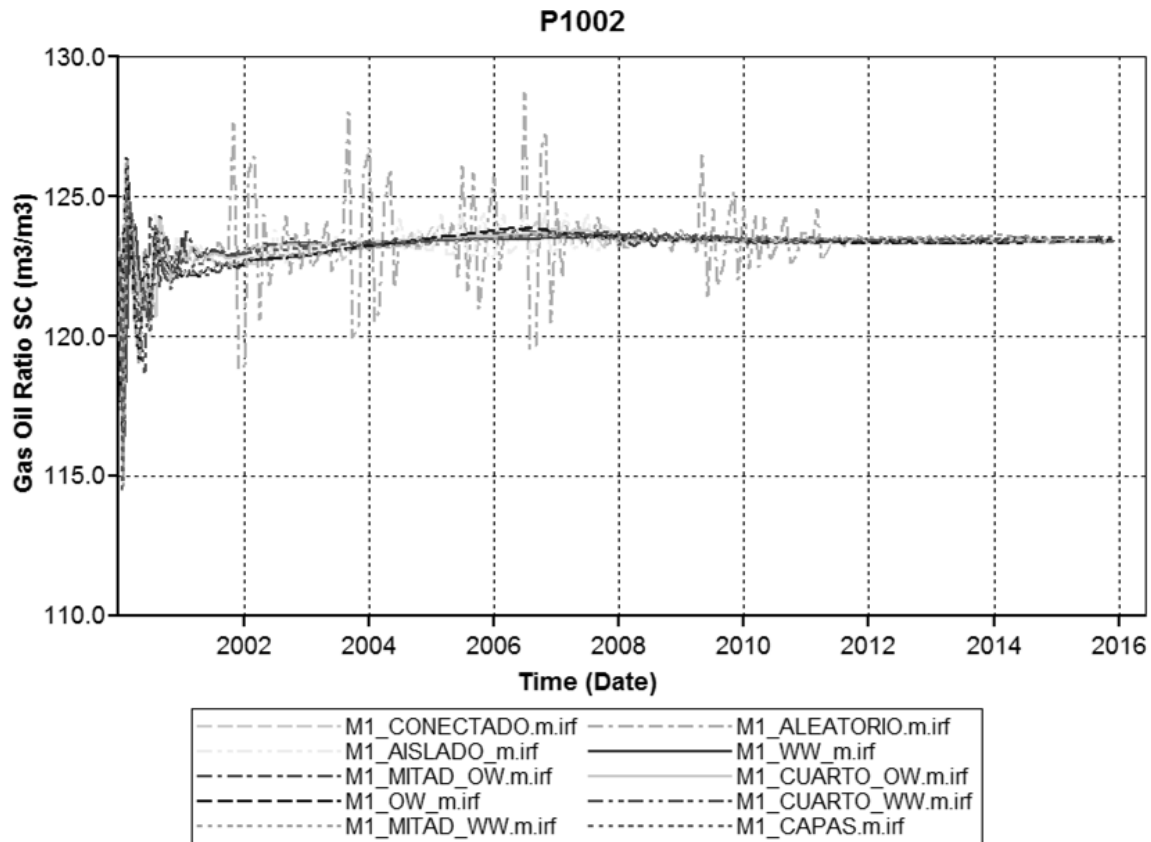
Gráfica 5.5 Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio

En las Gráfica observamos que para los modelos mojados por agua (WW), CUARTO_WW, CUARTO_OW, AISLADO Y ALEATORIO hay una mejor producción de aceite ya que el Pozo 2 se encuentra en las zonas mojadas por agua a diferencia de que los otros modelos que se encuentra en las zonas mojadas por aceite, la producción se logra mantener hasta cierto tiempo después empieza a decaer.



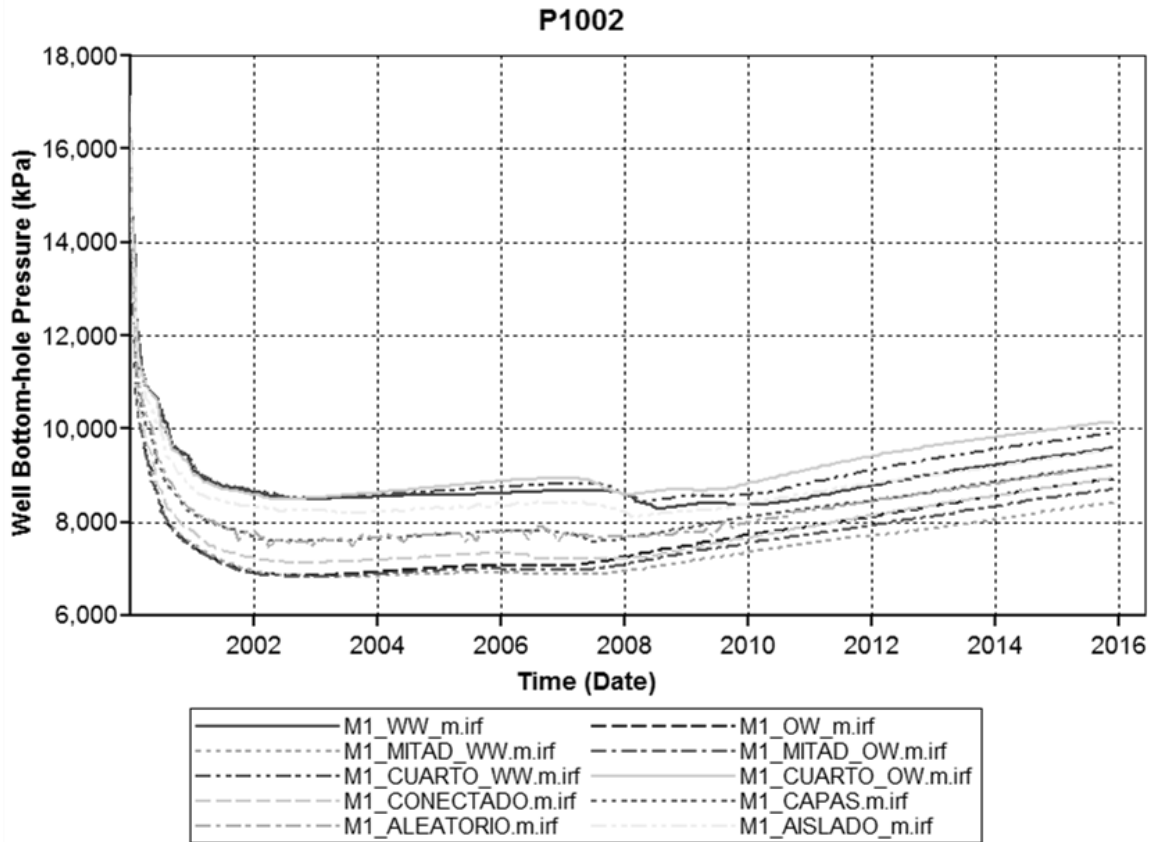
Gráfica 5.6 Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio

En la producción de agua podemos observar que debido a que en los modelos mojados por aceite (OW), MITAD_OW, MITAD_WW, CONECTADO Y CAPAS tienen una menor producción de agua en comparación con los otros modelos que tienen mayor producción de aceite, esto se debe a que el agua que se está inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar una gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.7 Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio

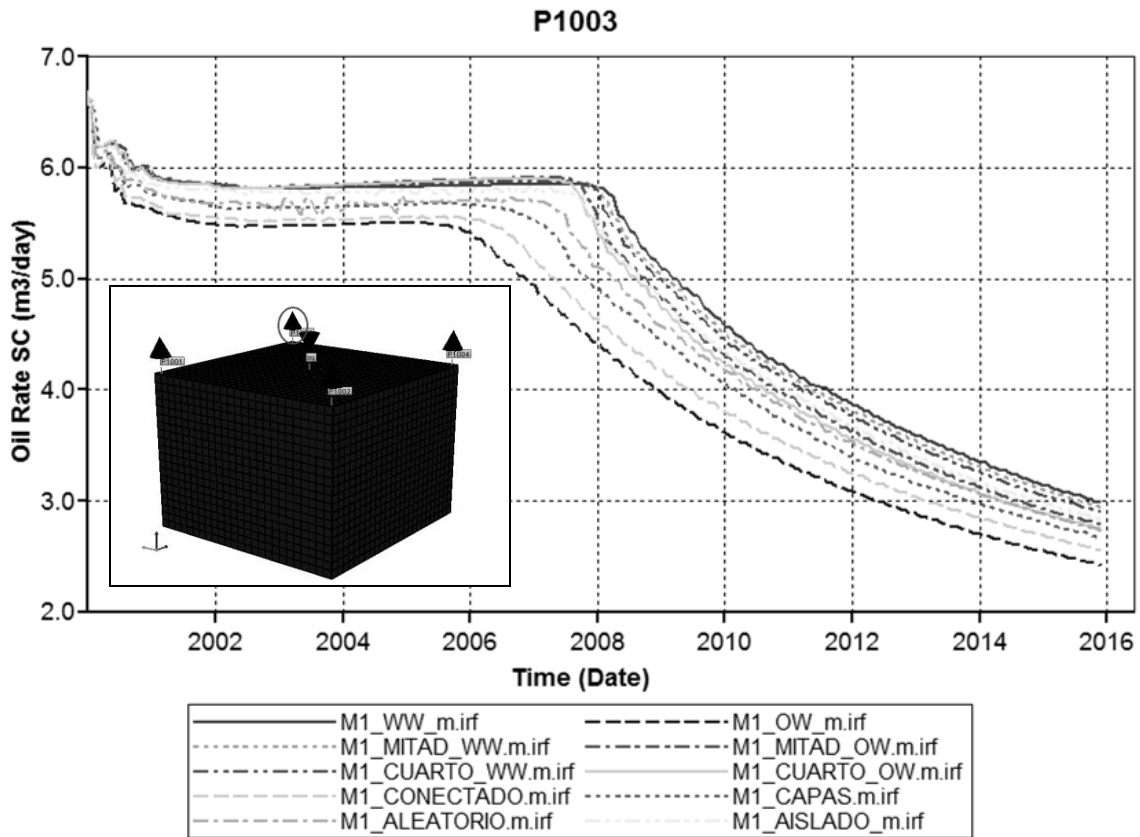
En la gráfica observamos que la relación gas-aceite se mantiene constante para todos los modelos, las pequeñas diferencias que se notan pueden ser debido a problemas estabilidad numérica propia de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos.



Gráfica 5.8 Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Intermedio

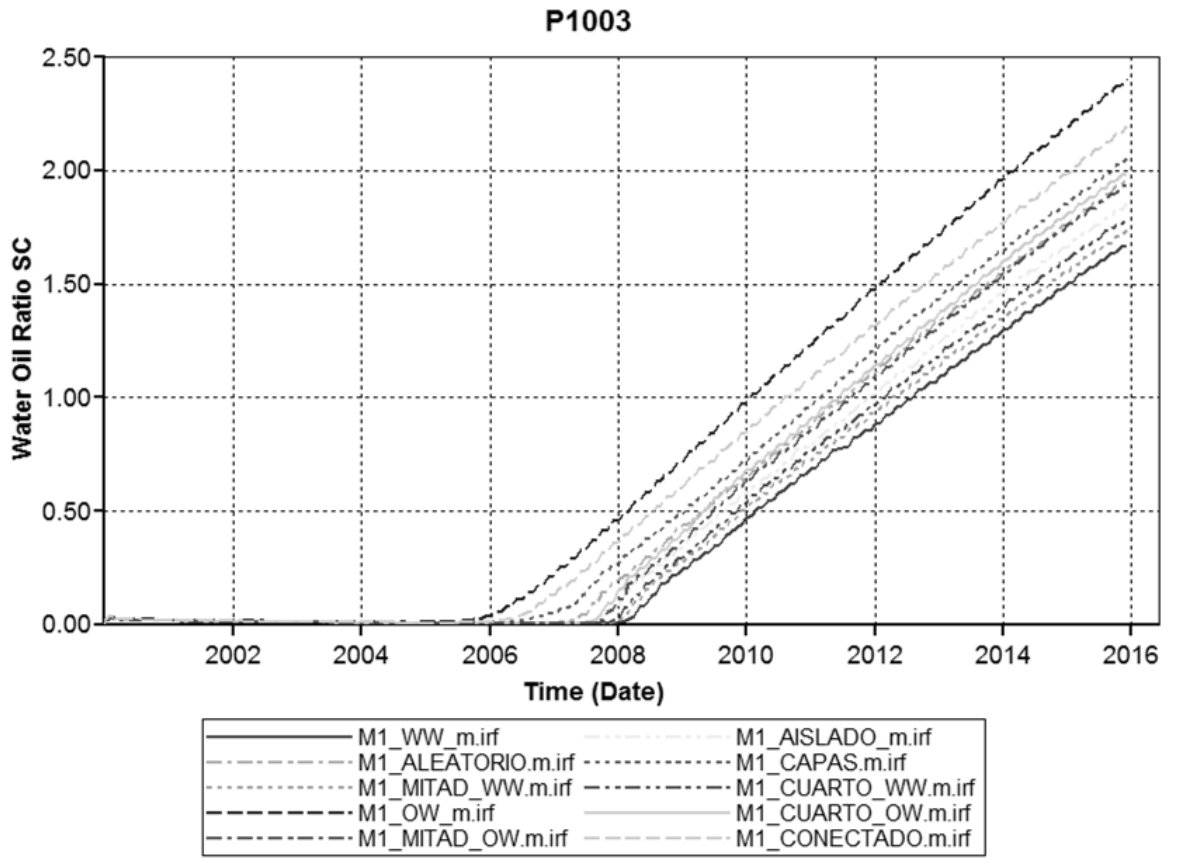
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae poco a poco conforme pasa el tiempo, debido a la extracción de aceite.

5.1.3 Para el Pozo 3



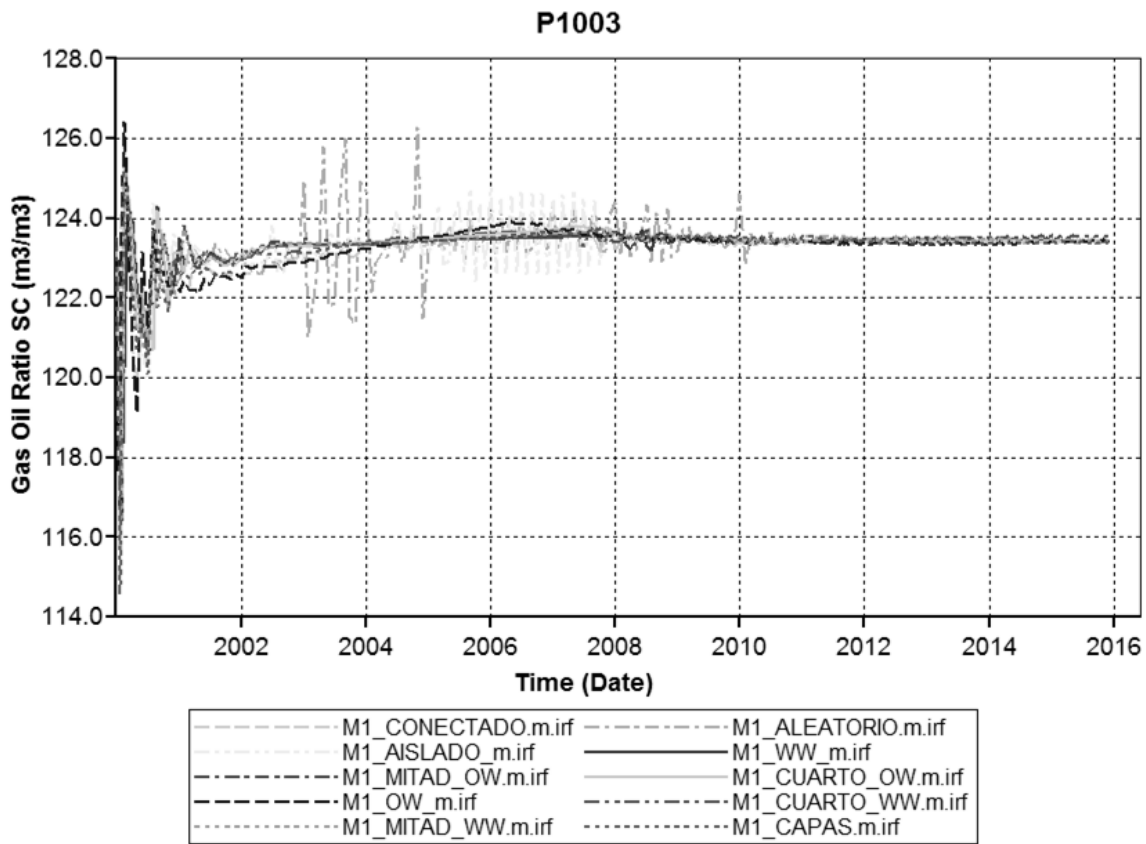
Gráfica 5.9 Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio

Para el Pozo 3 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, sin embargo una vez que llega el rompimiento o irrupción de agua en el Pozo productor, se observa como declina la producción más rápido y en el siguiente orden OW, CONECTADO, CAPAS, ALEATORIO Y AISLADO.



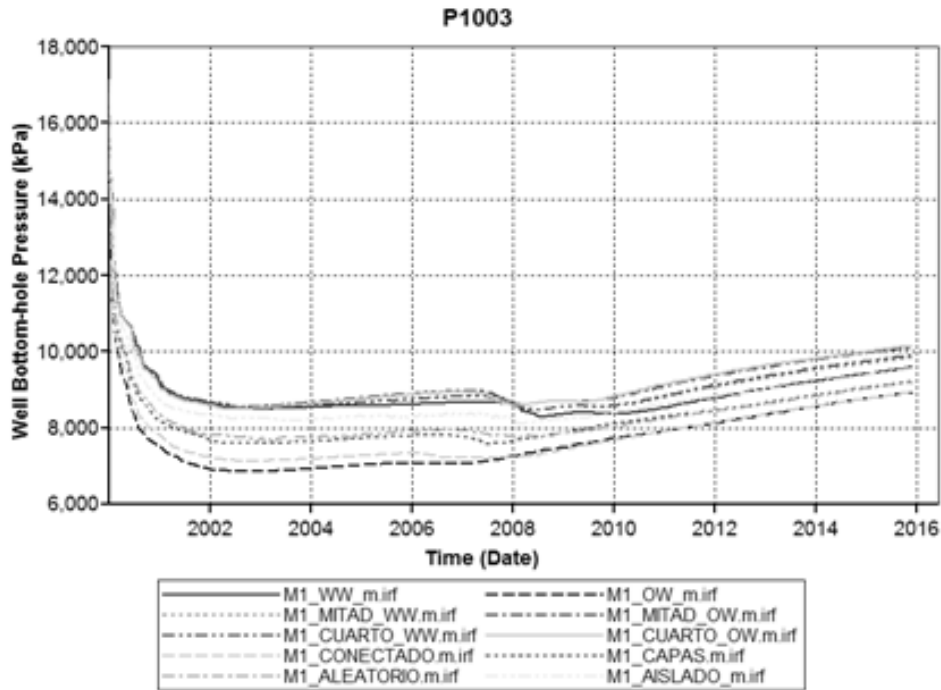
Gráfica 5.10 Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio

En la producción de agua podemos observar lo contrario que la producción de aceite en los modelos donde se produce más aceite la producción de agua se mantiene constante todo el tiempo, en los casos como el AISLADO y ALEATORIO se observa que casi al final del tiempo la producción de agua incrementa pero en un volumen moderado a diferencia de los modelos CAPAS, CONECTADO y OW donde el volumen de agua se mantiene constante hasta determinado tiempo y de ahí comienza a incrementar más conforme pasa el tiempo, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.11 Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Intermedio

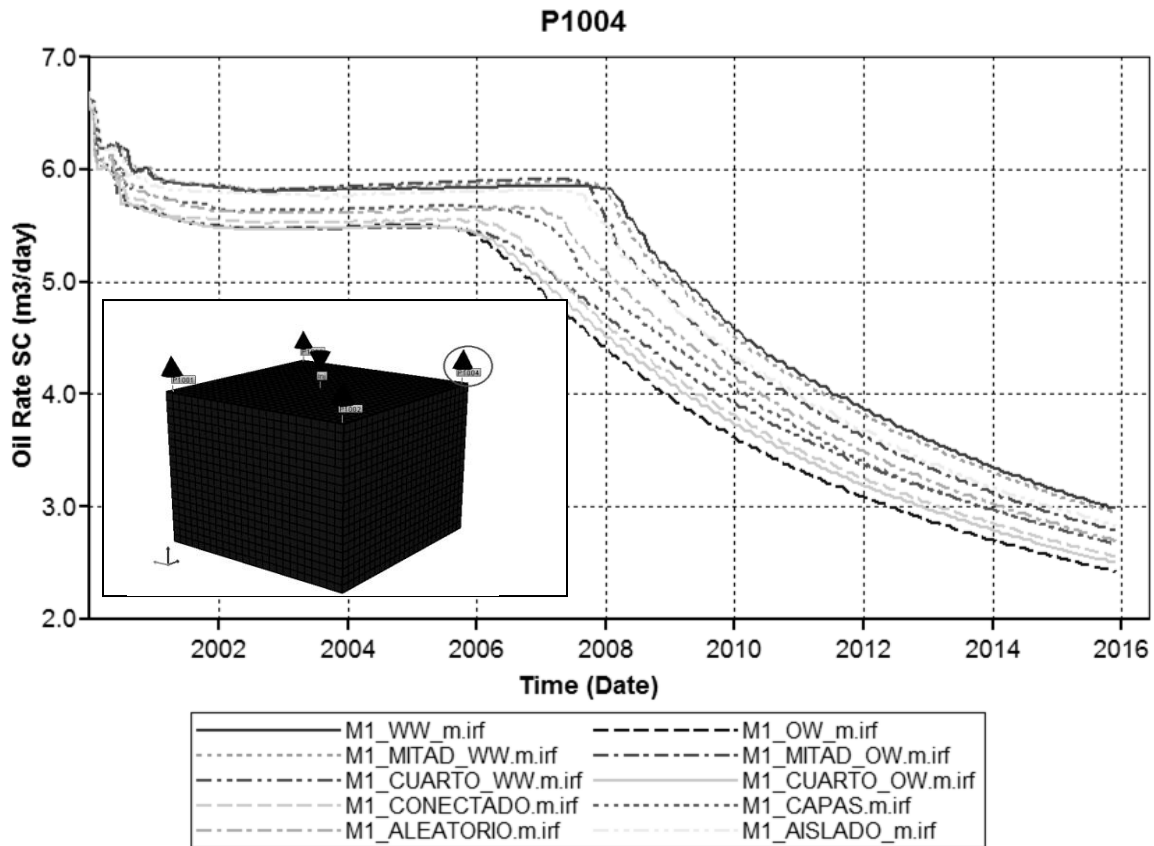
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos



Gráfica 5.12 Presión en el Pozo3 del Modelo Aceite Intermedio

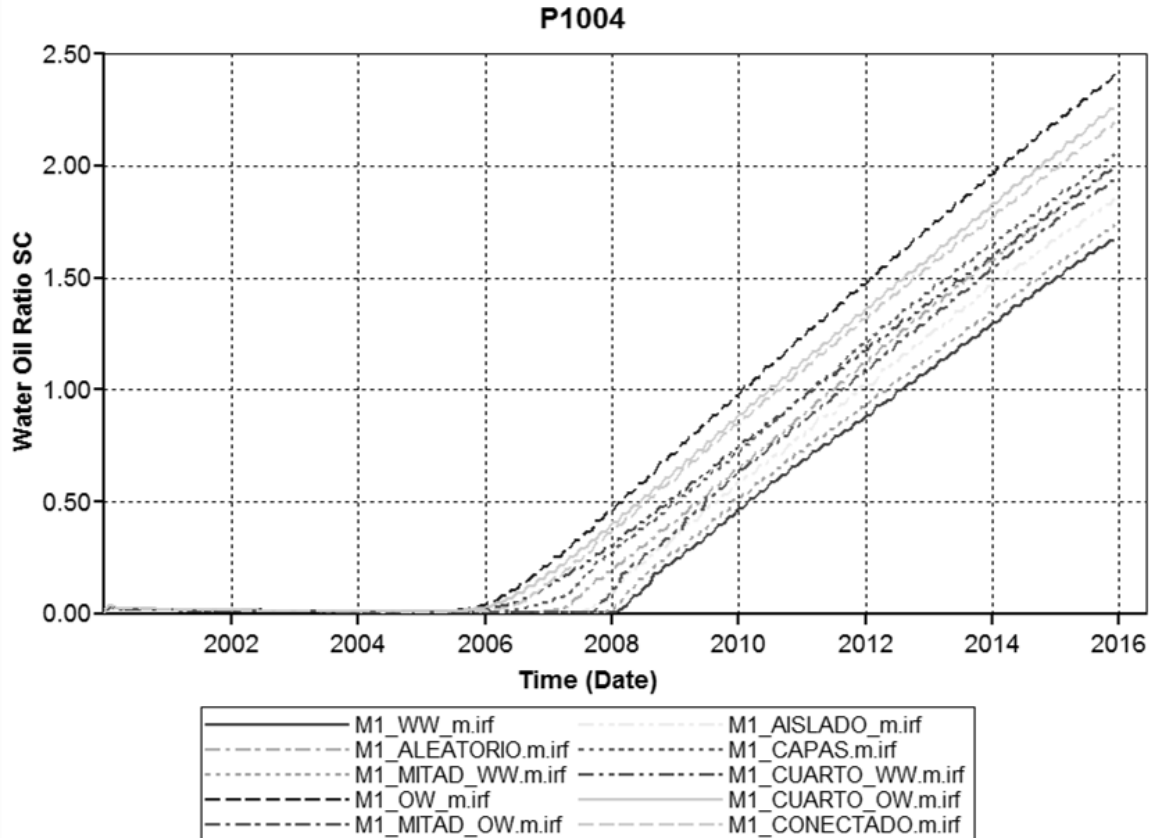
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar al principio decae un poco y después se comienza a ver una apariencia en el cual el barrido es mucho más uniforme, permitiendo que el agua que se inyecta desplace cantidades similares de aceite a condiciones de yacimiento, por lo que la presión se mantiene constante.

5.1.4 Para el Pozo 4



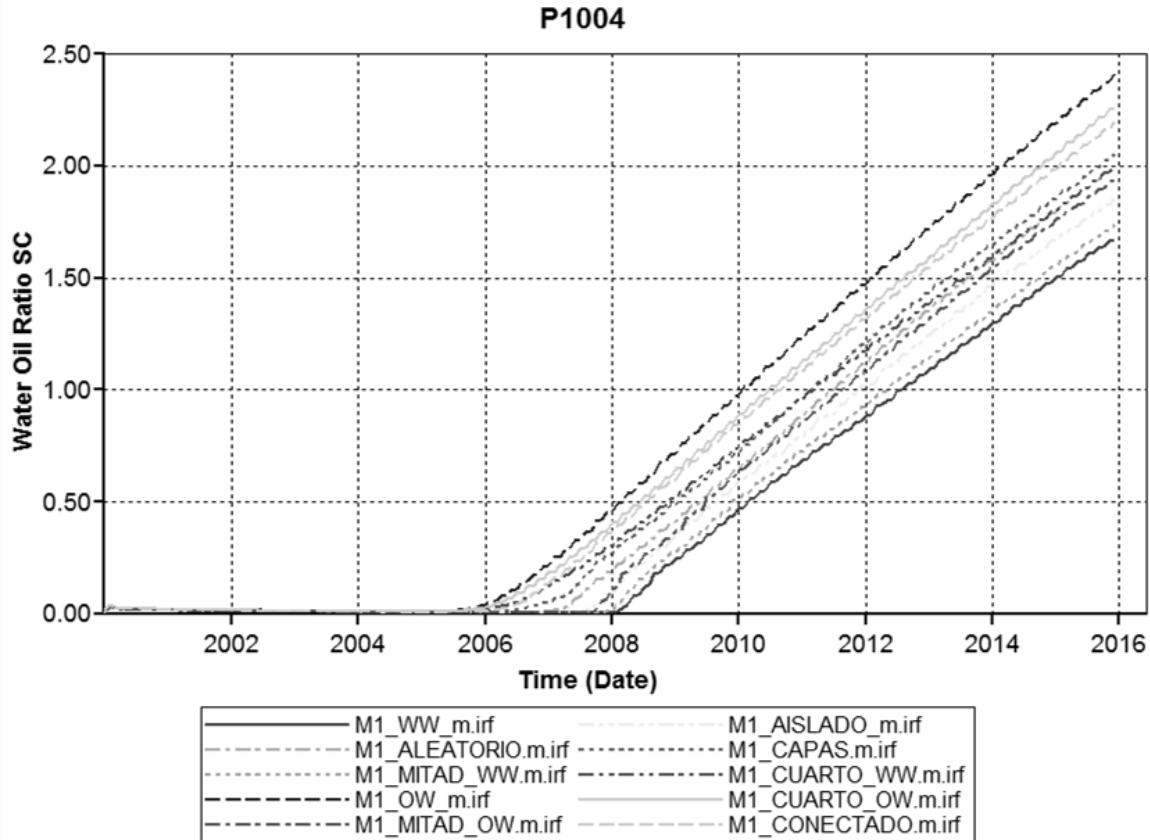
Gráfica 5.13 Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio

En la producción de aceite en el Pozo 4 observamos que se mantiene constante en los modelos, MITAD_WW, MITAD_OW, WW, los modelos AISLADO y ALEATORIO muestran la misma tendencia solo al final por el año 2014 comienzan a decaer, mientras en las producciones de los modelos CONECTADO, CAPAS, CUARTO_WW, OW y CUARTO_OW decaen desde el año 2009.



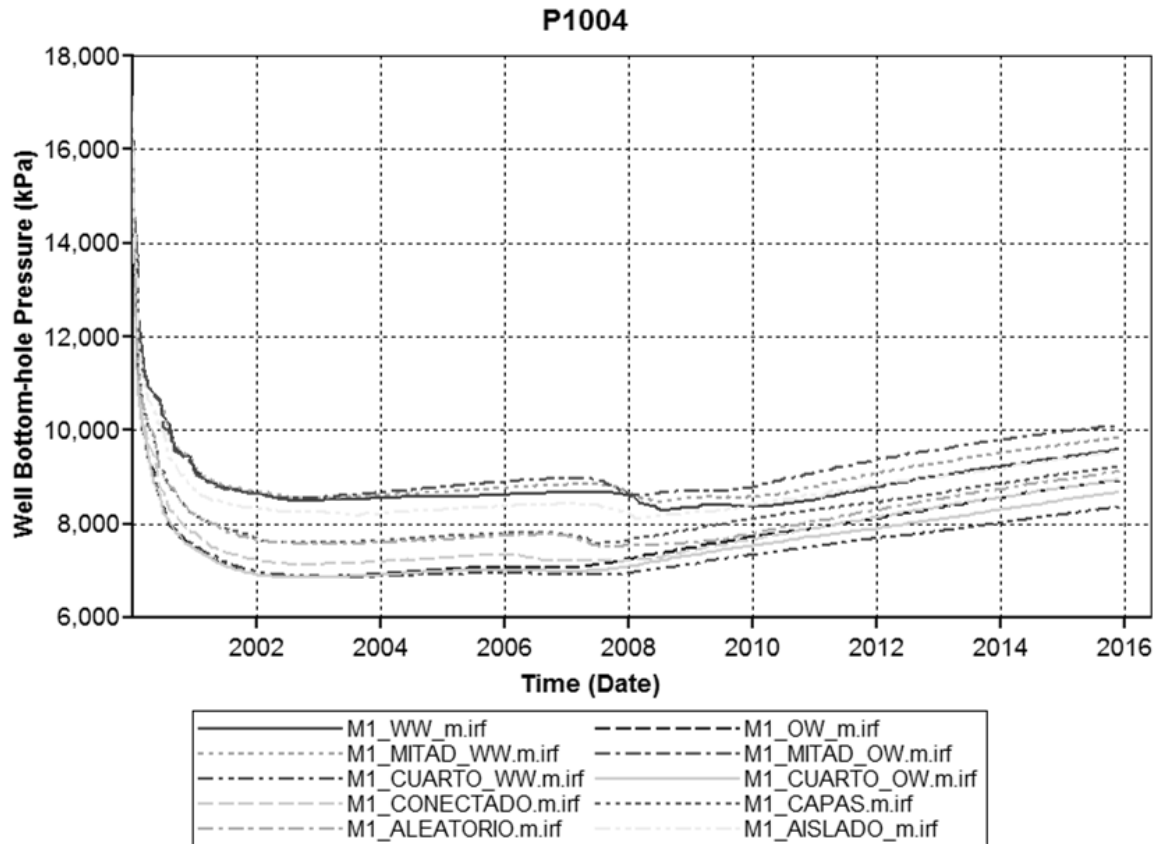
Gráfica 5.14 Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.15 Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio

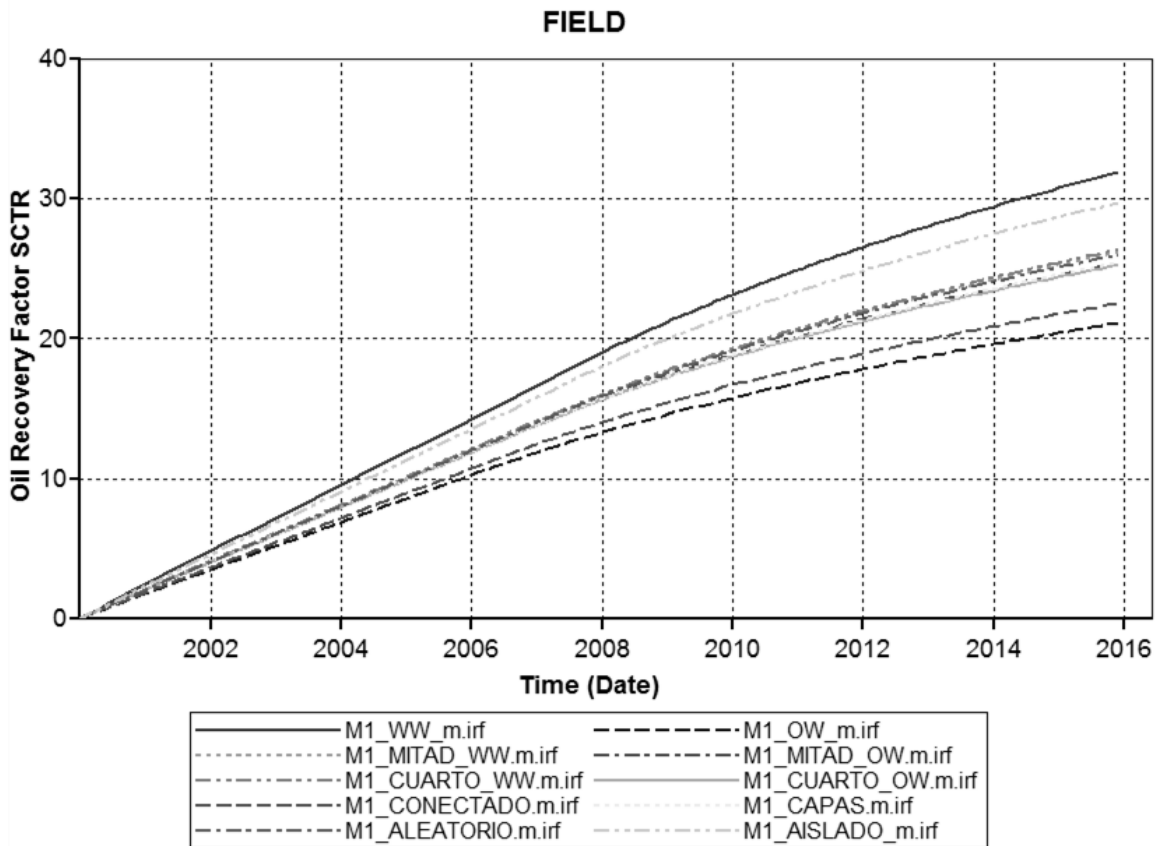
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas de estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos.



Gráfica 5.16 Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Intermedio

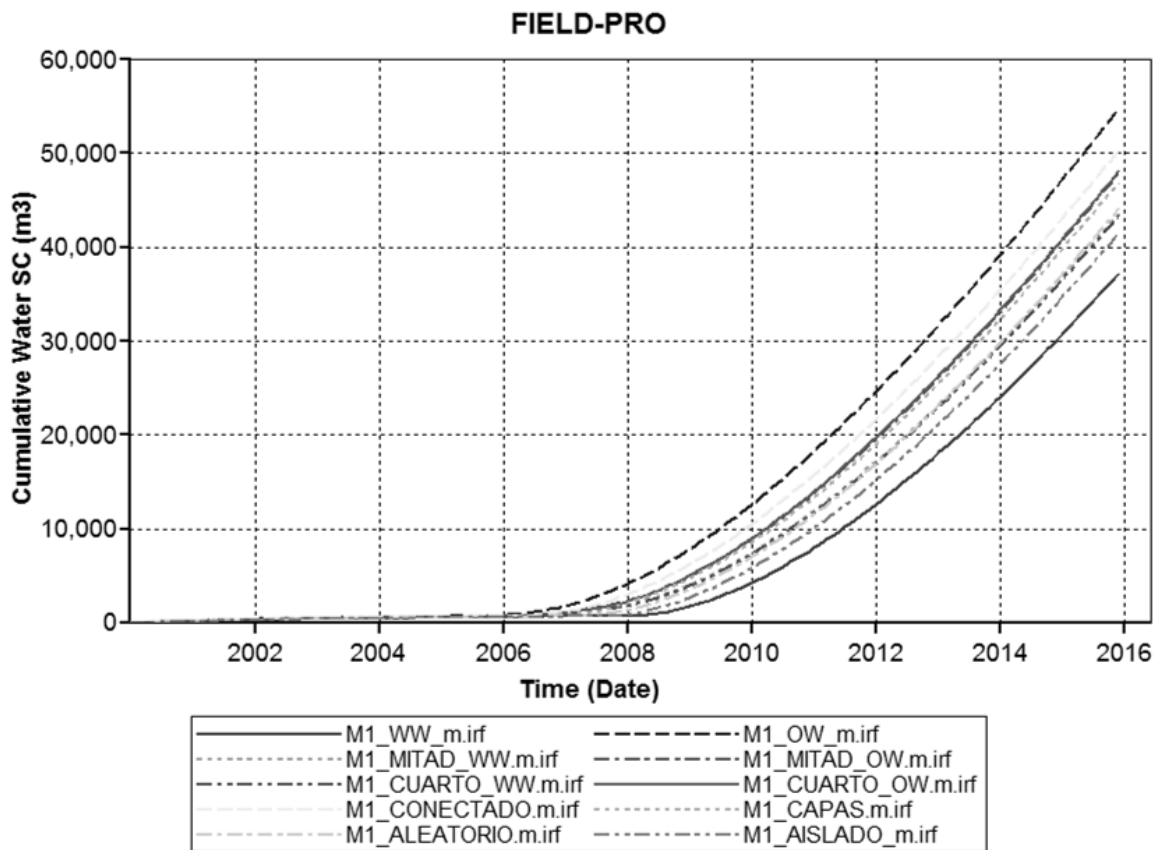
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar al principio decae después a partir del año 2002, en apariencia el barrido es mucho más uniforme, permitiendo que el agua que se inyecta desplace cantidades similares de aceite a condiciones de yacimiento, por lo que la presión se mantiene constante.

5.1.5 Para Nivel Campo



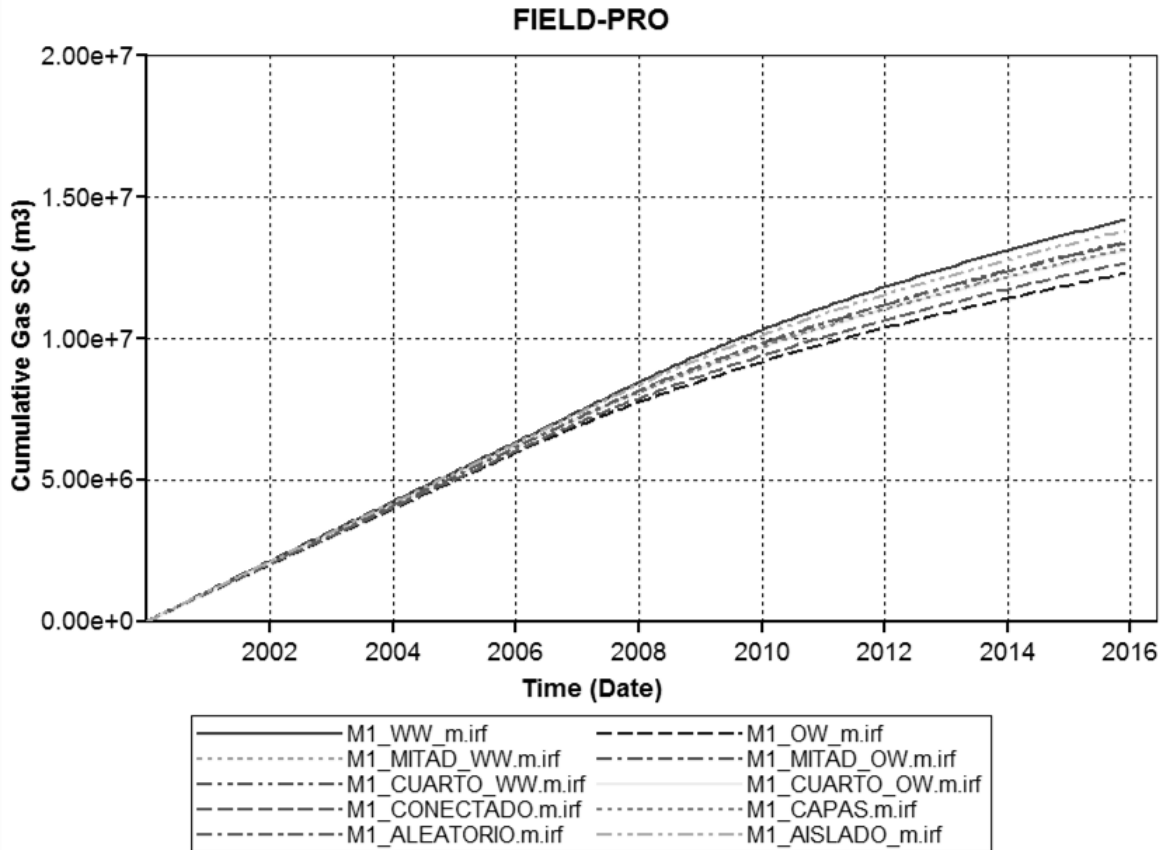
Gráfica 5.17 Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Intermedio

Podemos observar que para los sistemas mojados por agua, la recuperación obtenida siempre será mayor, aun simplificando el modelo, recordemos que en estos modelos no está incluida la influencia de la presión capilar, la cual al ser incluida en los modelos, haría mucho mayor la diferencia en los resultados.



Gráfica 5.18 Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Intermedio

Podemos observar que entre más mojado es el sistema por aceite, la producción de agua es mayor, esto afectará principalmente el diseño de las plantas de tratamiento del agua producida e inyectada, ya que será mayores cantidades de agua serán inyectadas y tratadas, por lo que el costo del barril extraído se incrementará.



Gráfica 5.19 Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Intermedio

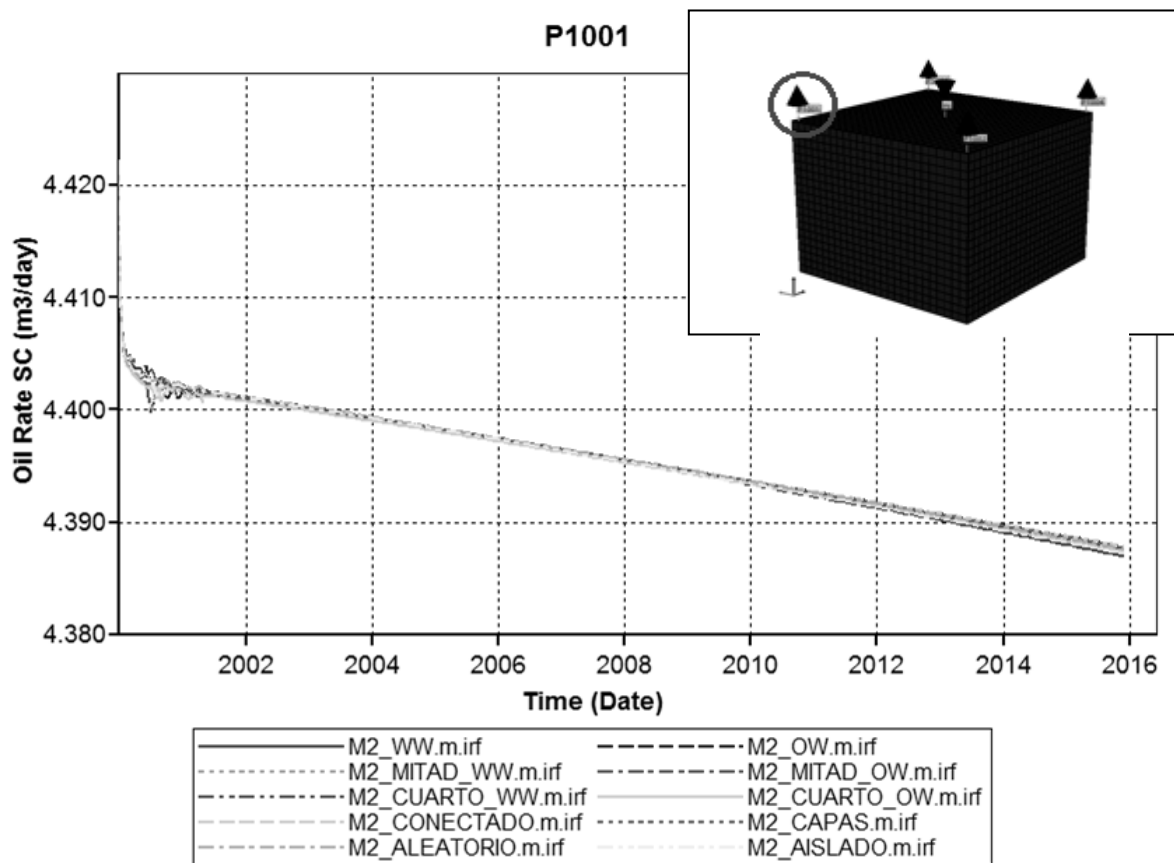
En el caso de la producción acumulada de gas, está es dependiente de la cantidad de aceite producida, como hemos estado viendo, en el caso de los sistemas mojados por agua la eficiencia y el volumen recuperados son mayores, pero siempre se producen las mismas RGA's para todos los sistemas.

5.2 Análisis Modelo 2

PVT Aceite Ligero

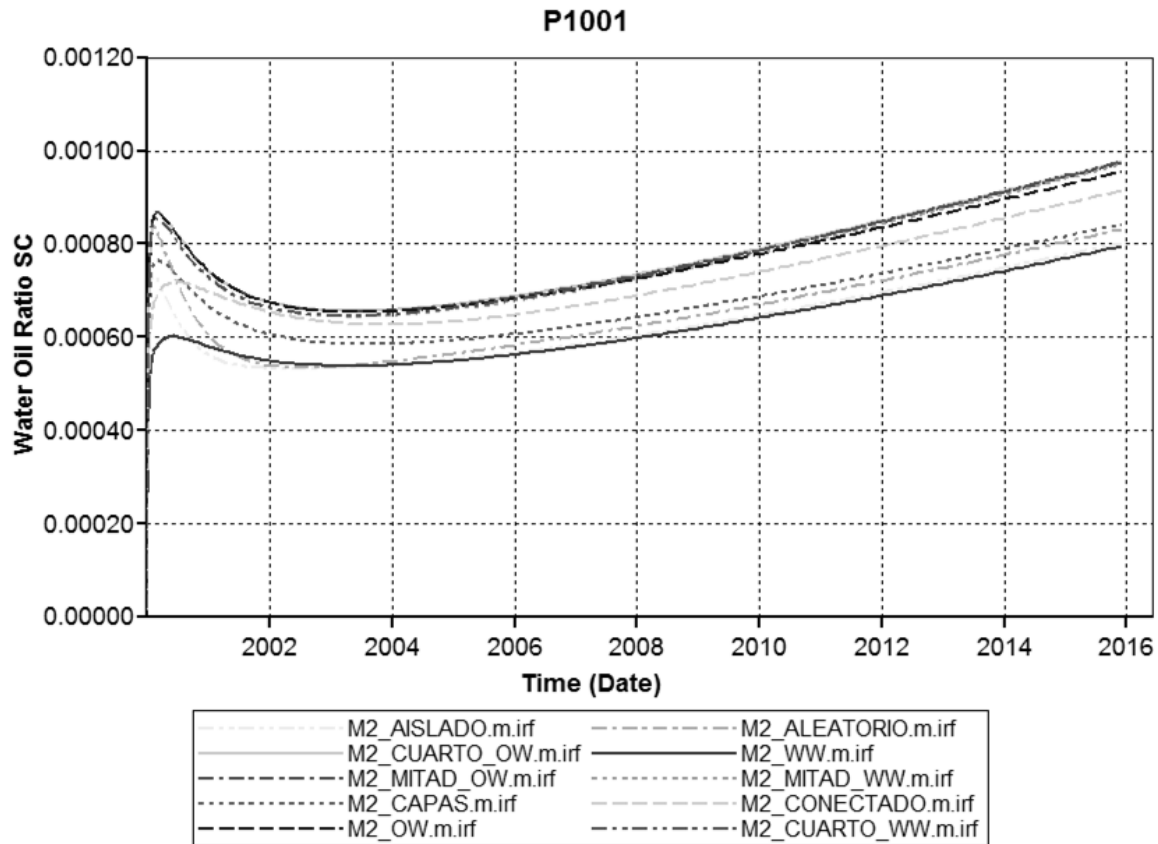
A continuación se muestran los resultados de producción de los diez modelos generados para el PVT del Aceite Ligero.

5.2.1 Para el Pozo 1



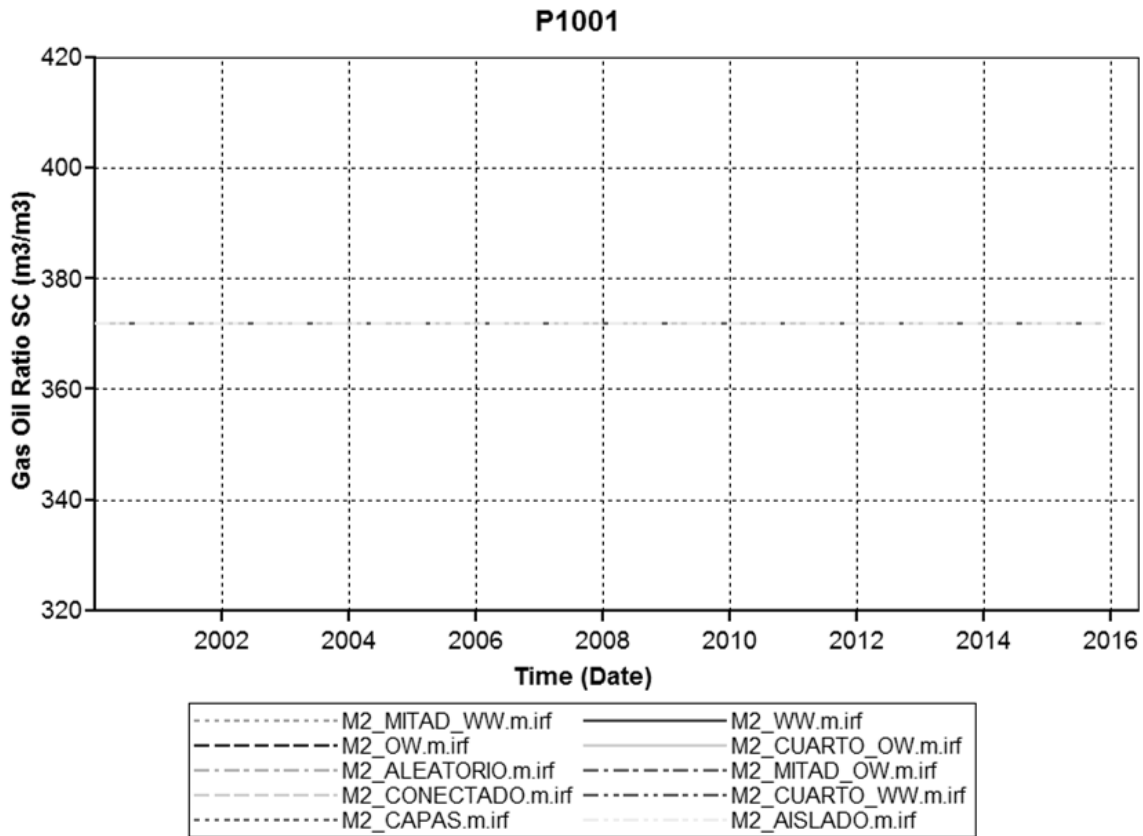
Gráfica 5.20 Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero

Para el Pozo 1 podemos observar que la producción de aceite casi igual en todos los modelos, las diferencias son mínimas, el Pozo productor se encuentra en todos los modelos en una zona mojada por agua favoreciendo así a la producción y observamos que se mantiene constante a lo largo del tiempo.



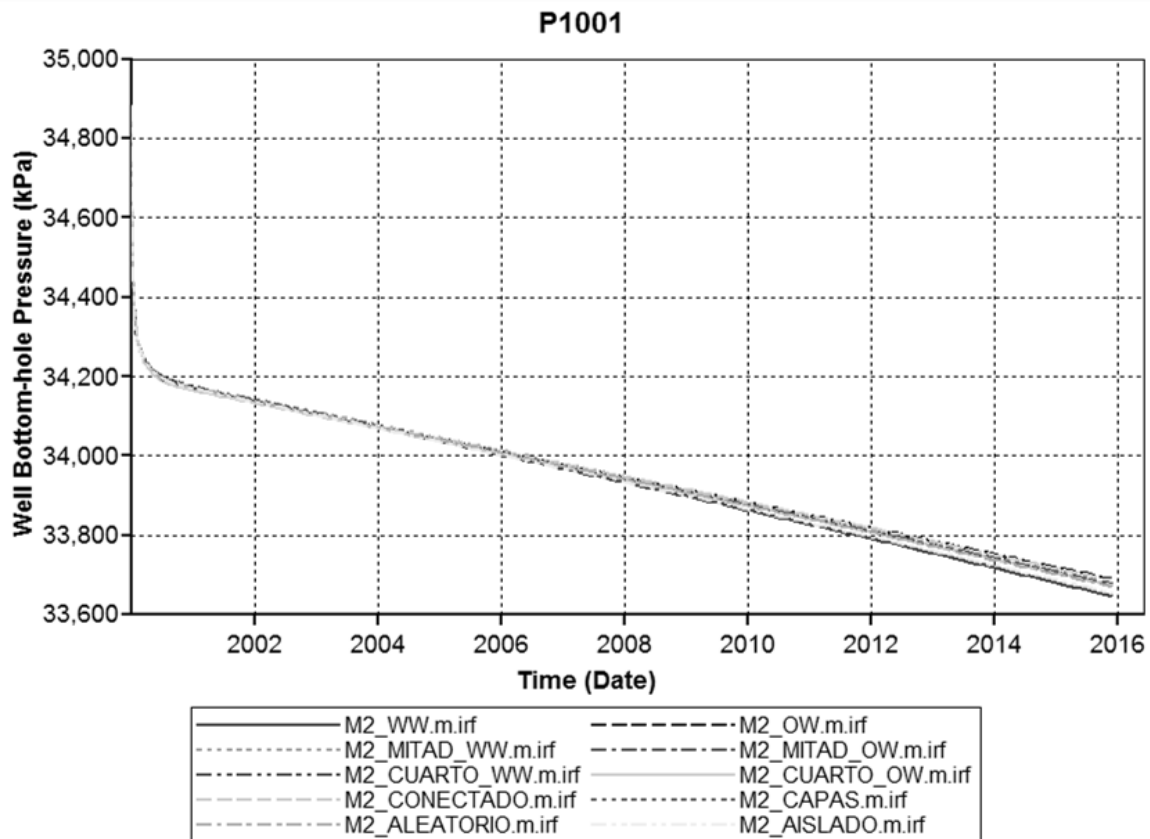
Gráfica 5.21 Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, al principio se produce más después la producción se mantiene constante, a pesar de lo mencionado, en realidad la producción de agua es muy poca, por lo que si se amplía un poco la escala, los resultados pudiese considerarse iguales.



Gráfica 5.22 Producción de Gas para el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero

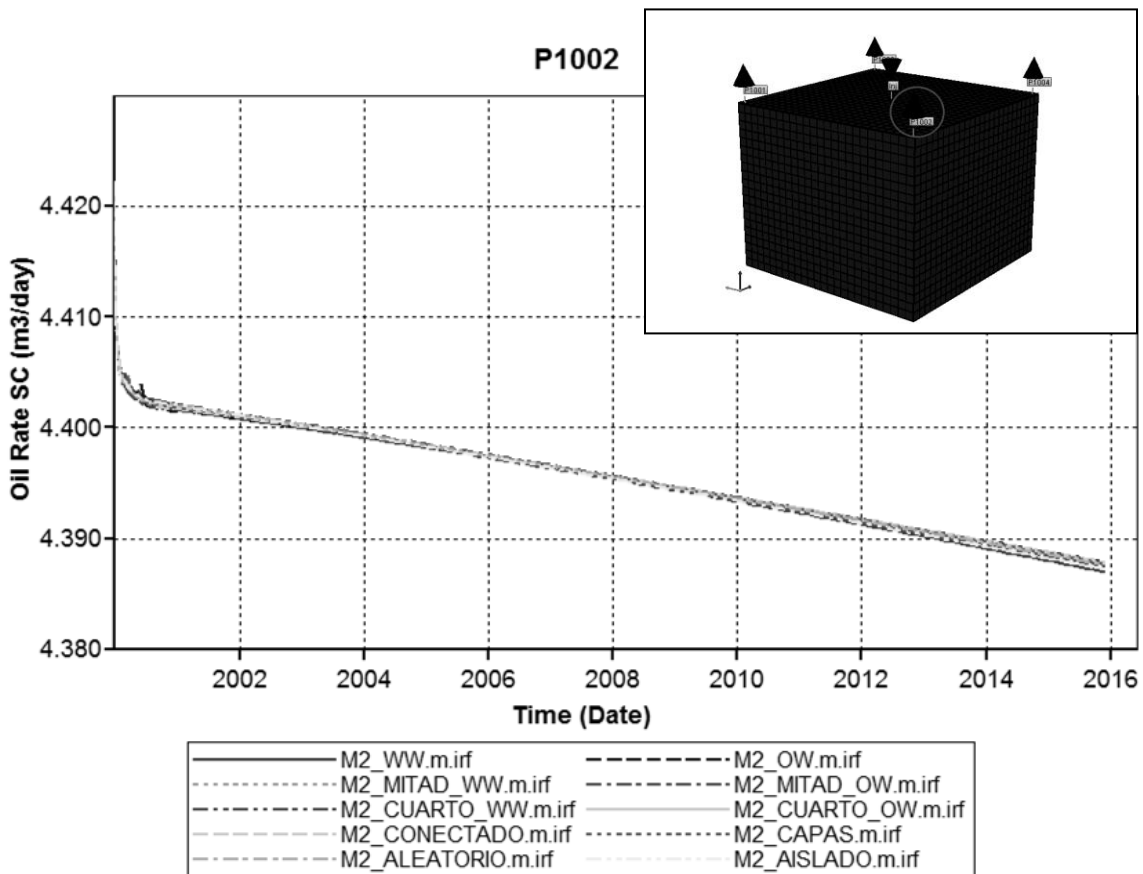
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos



Gráfica 5.23 Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Ligero

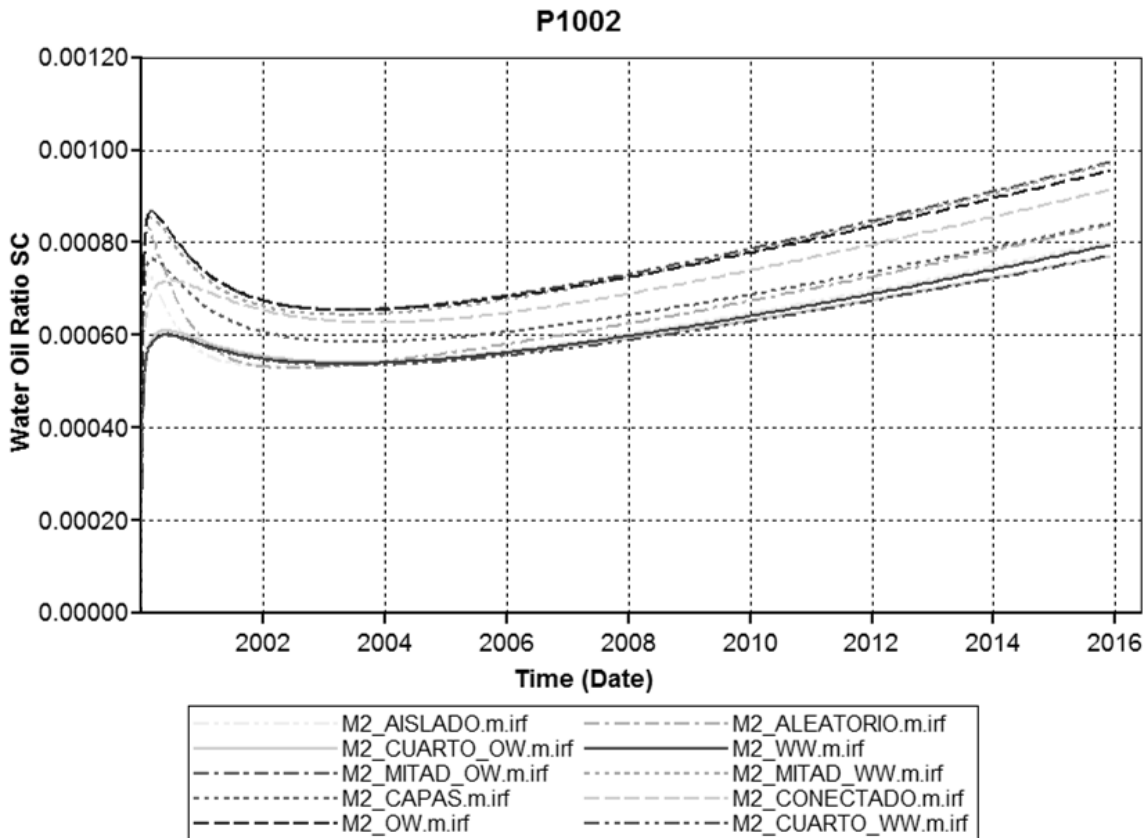
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme pasa el tiempo, tiempo debido a que el volumen inyectado no reemplaza en forma exacta el volumen producido, sin embargo esto no afecta las conclusiones.

5.2.2 Para el Pozo 2



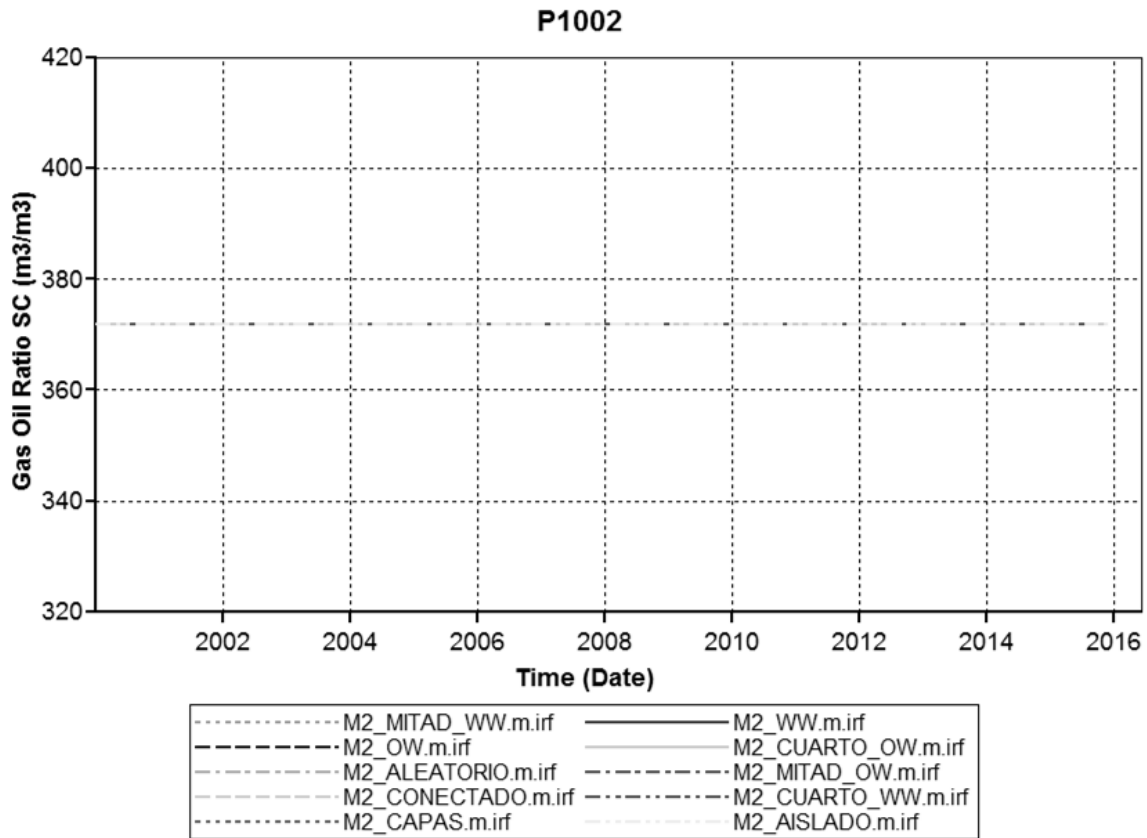
Gráfica 5.24 Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero

En la gráfica observamos que la producción de aceite casi igual en todos los modelos, las diferencias son mínimas, el Pozo productor se encuentra en todos los modelos en una zona mojada por agua favoreciendo así a la producción y observamos que se mantiene constante a lo largo del tiempo.



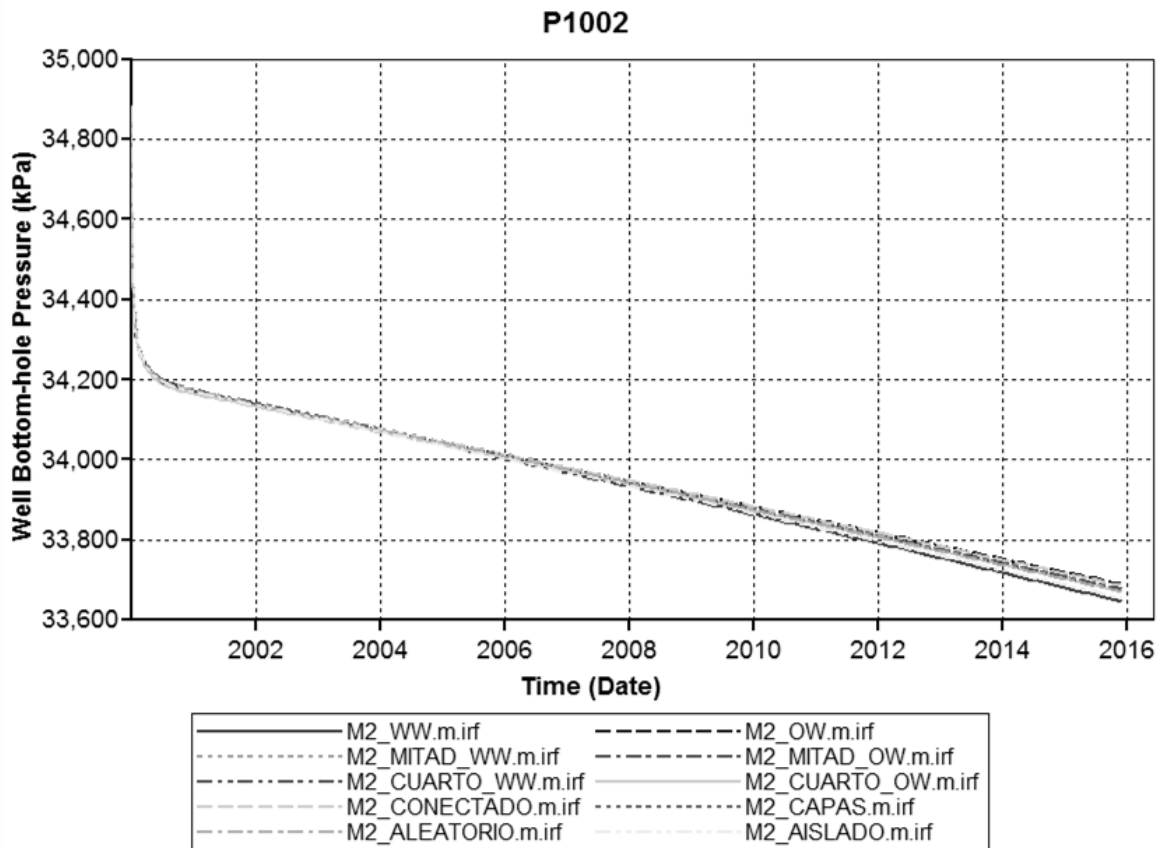
Gráfica 5.25 Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero

En la producción de agua podemos observar que tienen una menor producción de aceite, están produciendo más agua a comparación de los otros modelos que tienen mayor producción de aceite, esto debido a que el agua que se está inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.26 Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero

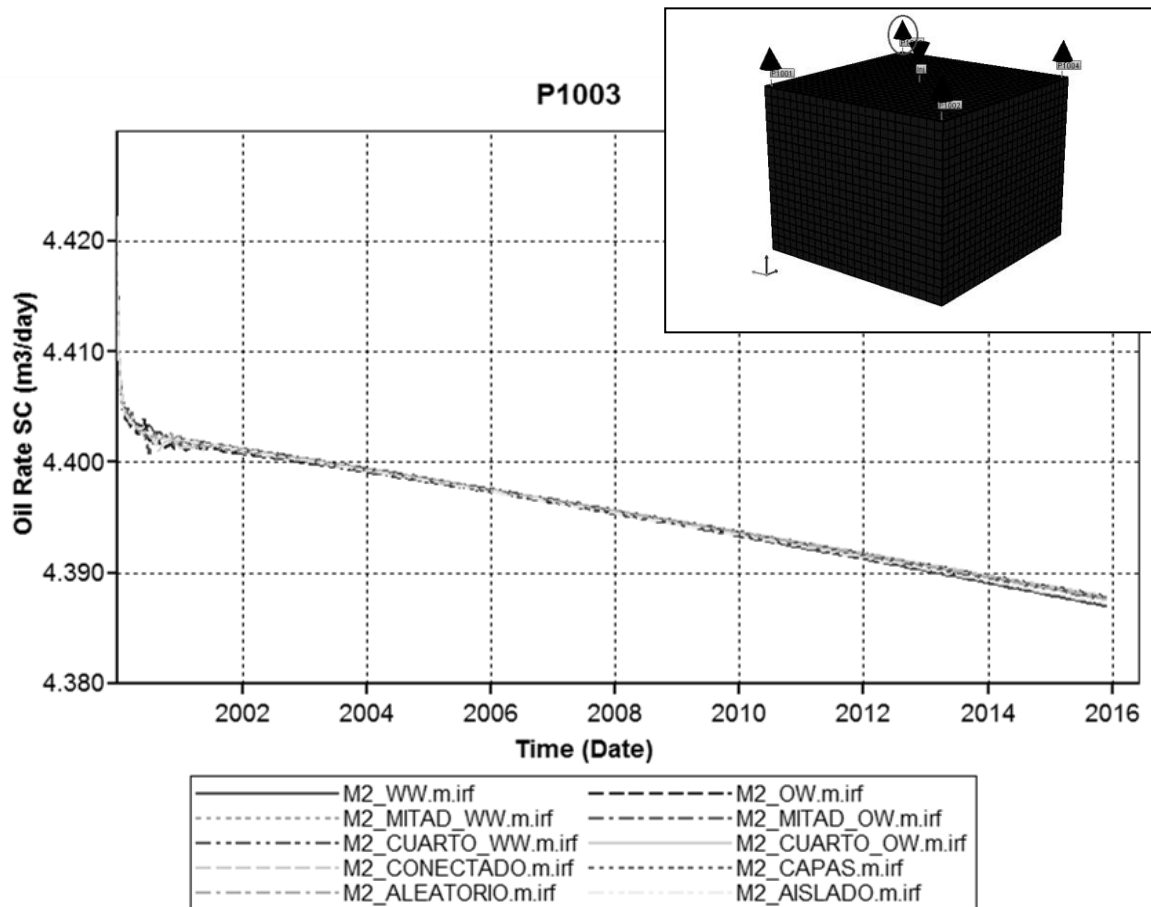
En la gráfica observamos que la relación gas-aceite se mantiene constante para todos los modelos, las pequeñas diferencias que se notan pueden ser debido a problemas estabilidad numérica propia de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos.



Gráfica 5.27 Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Ligero

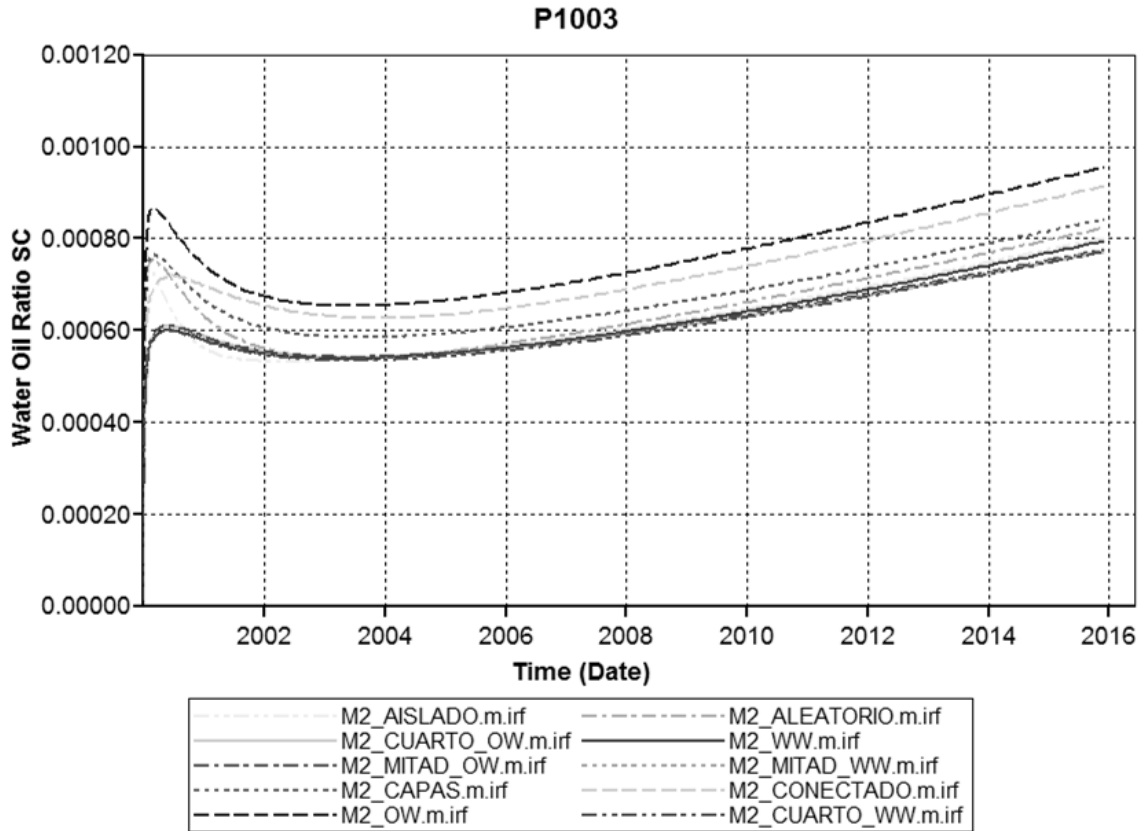
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar.

5.2.3 Para el Pozo 3



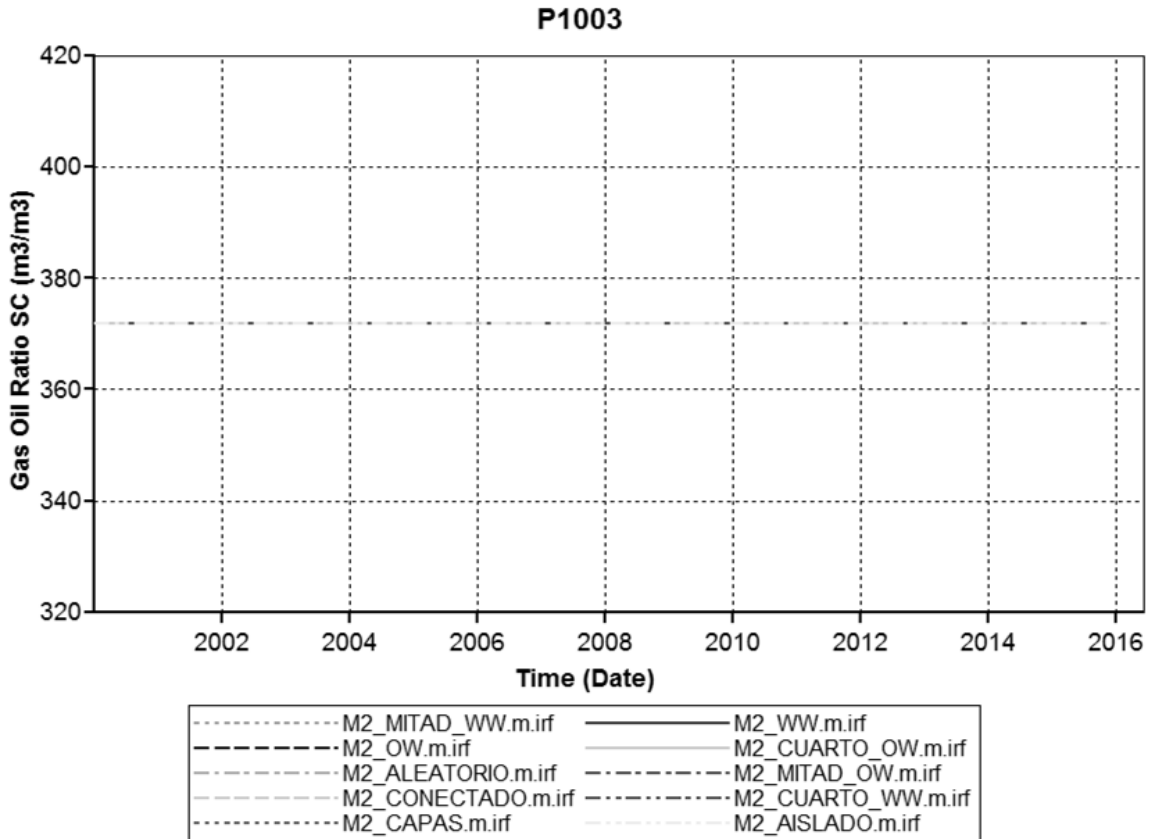
Gráfica 5.28 Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligeró

Para el Pozo 3 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, y podemos observar que los diez modelos siguen la misma tendencia, pero hay diferencias mínimas en los modelos que están mojados por agua que permite que haya una mayor barrido del aceite esto mejorando la producción a diferencia de los modelos mojados por aceite que no permite que el aceite fluya mayormente impactando en la producción.



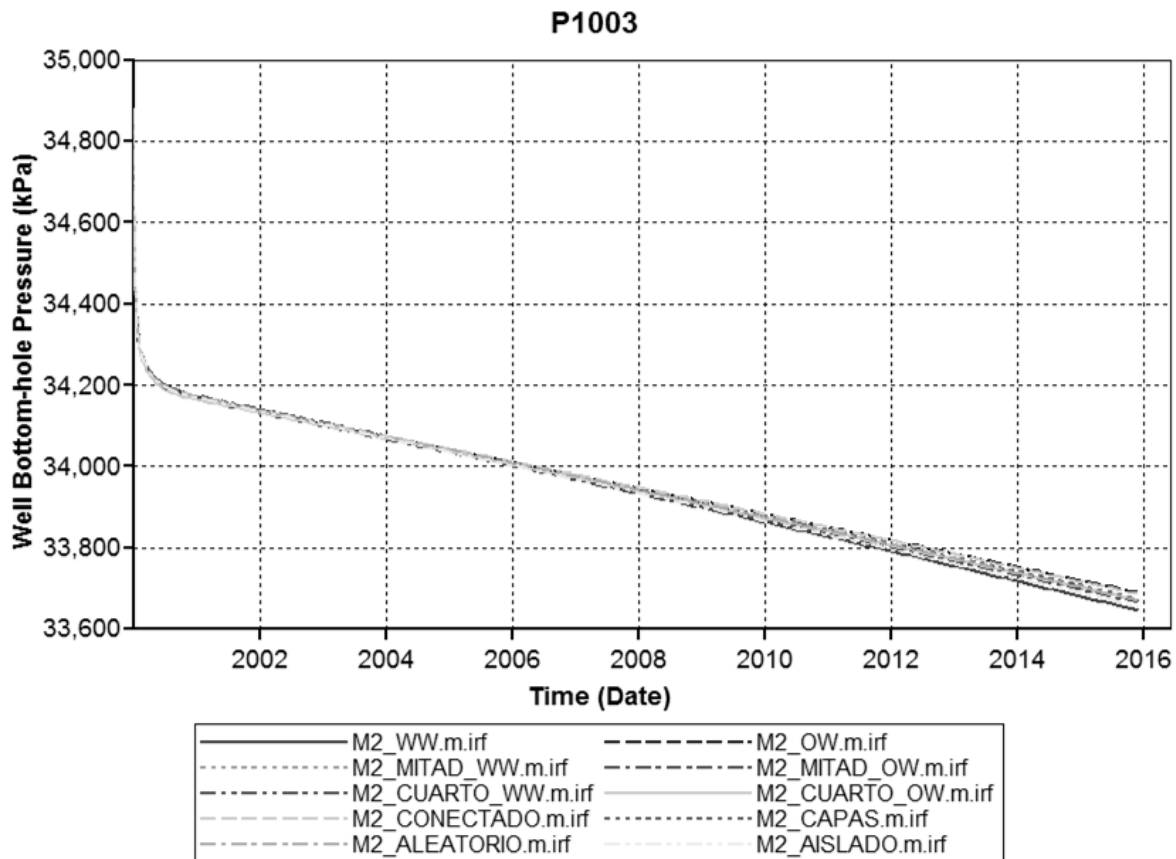
Gráfica 5.29 Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero

En la producción de agua podemos observar lo contrario que la producción de aceite en los modelos donde se produce más aceite la producción de agua se mantiene constante todo el tiempo, y en los modelos con menor producción de aceite hay una mayor producción de agua.



Gráfica 5.30 Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Ligero

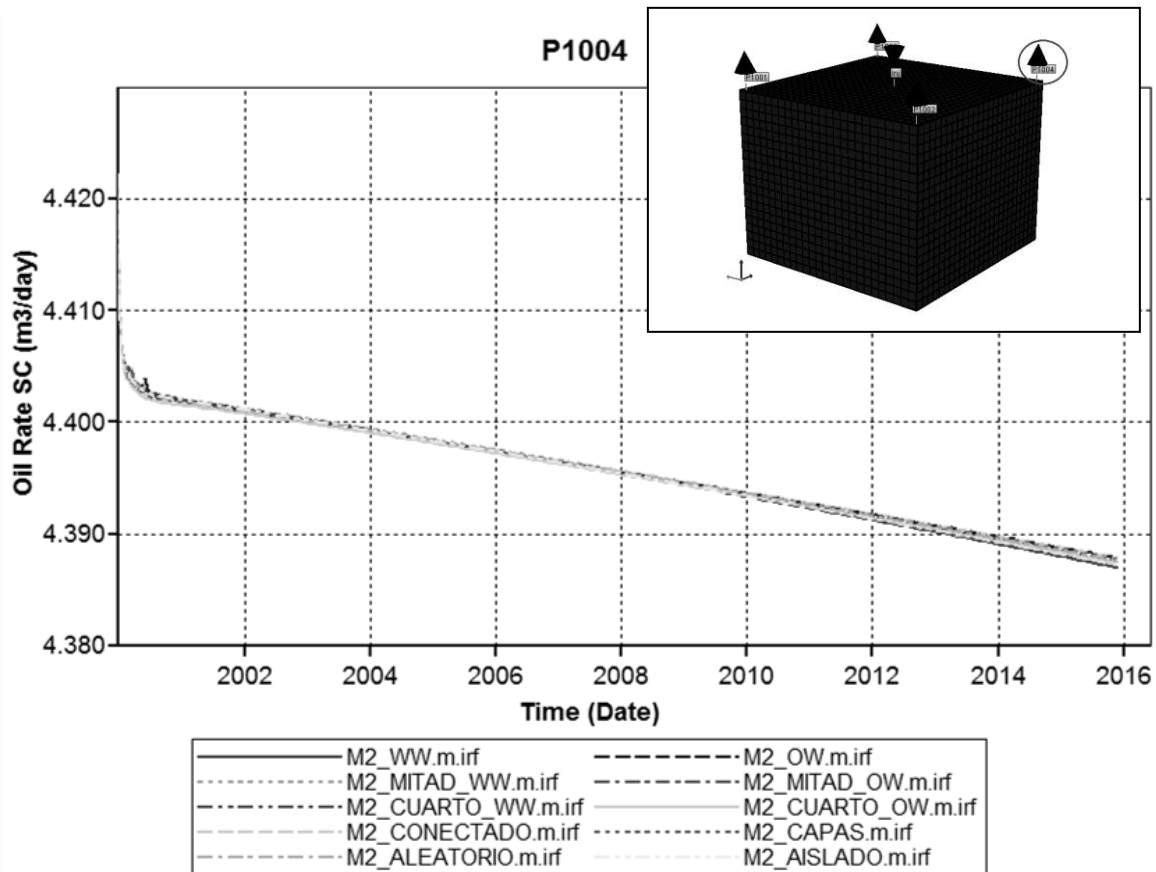
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos.



Gráfica 5.31 Presión en el Pozo3 del Modelo Aceite Ligero

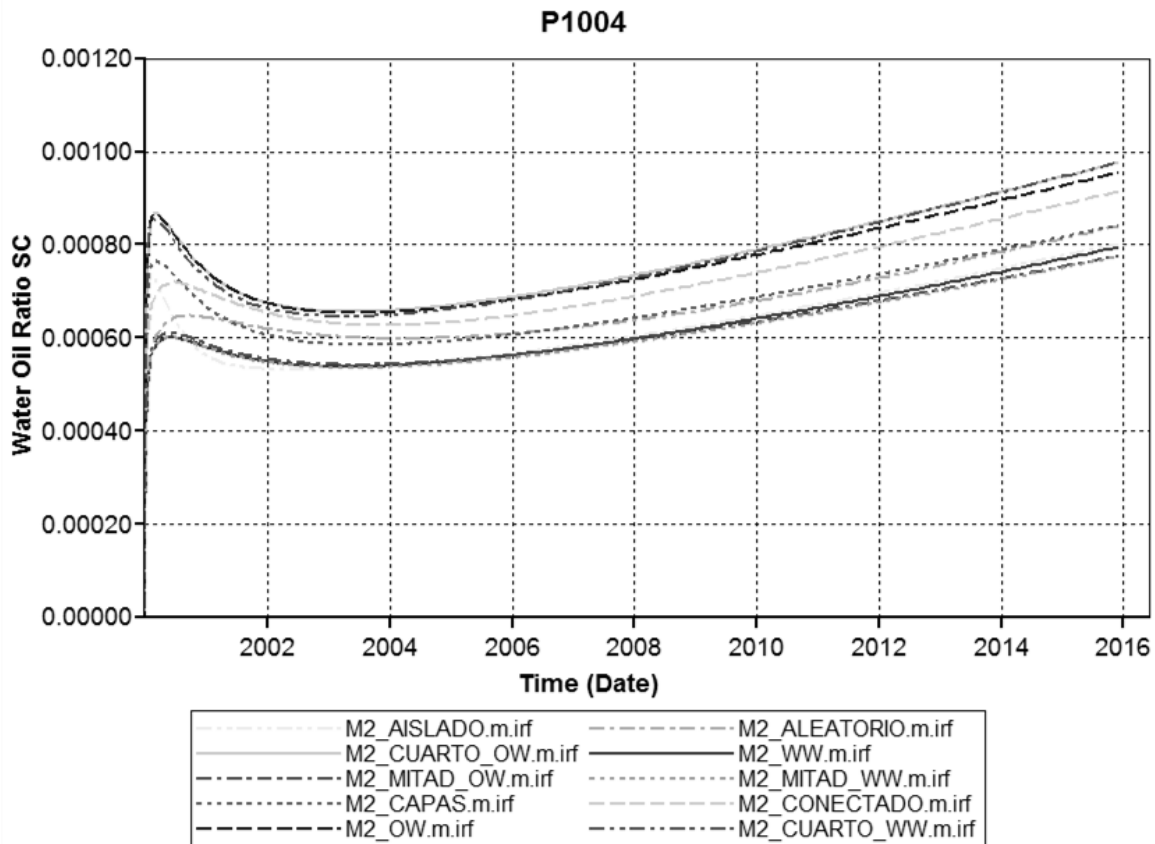
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, al principio se observa como la presión decae de 35,000 kPa a 34,200 kPa, y después vemos que como decae poco a poco conforme pasa el tiempo hasta llegar a 33,600 al final del tiempo.

5.2.4 Para el Pozo 4



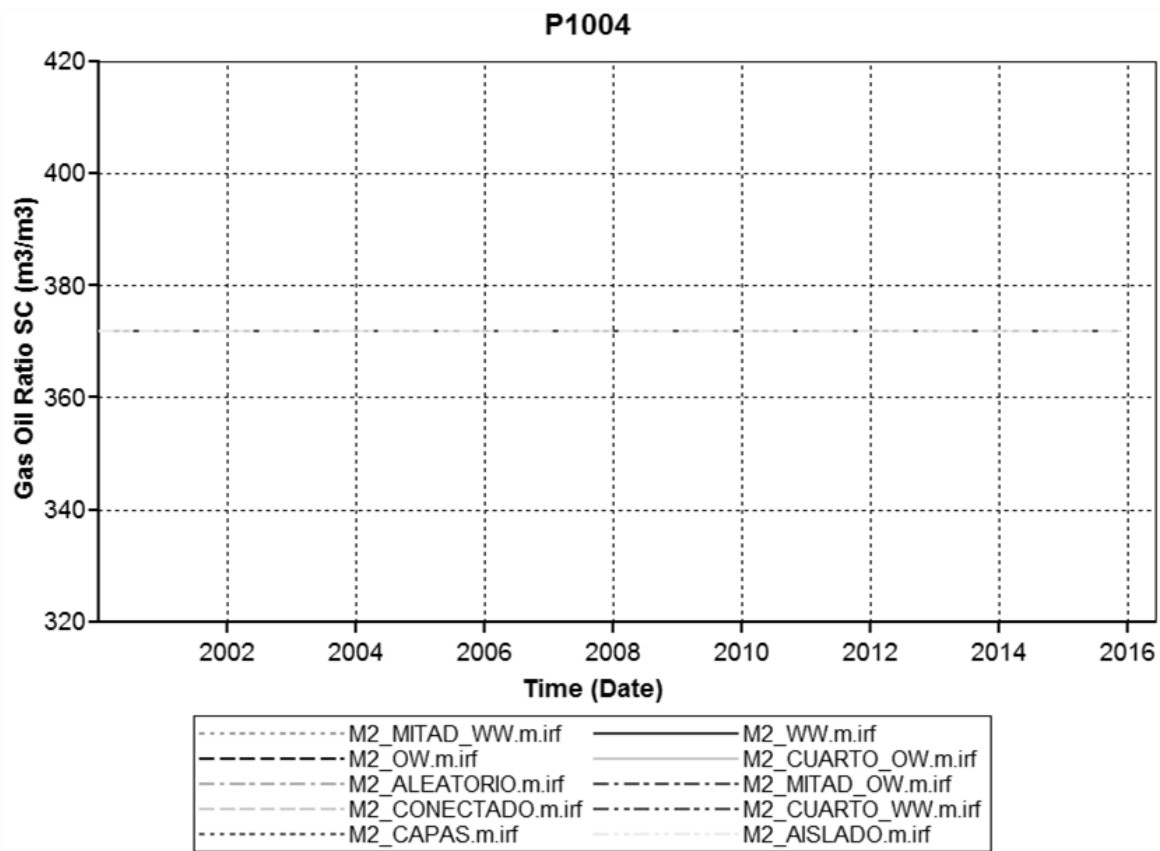
Gráfica 5.32 Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero

En la producción de aceite en el Pozo 4 observamos que se mantiene constante en los diez modelos, esto debido a que el aceite de Ligero es ligero y fluye mejor y esto beneficia la producción.



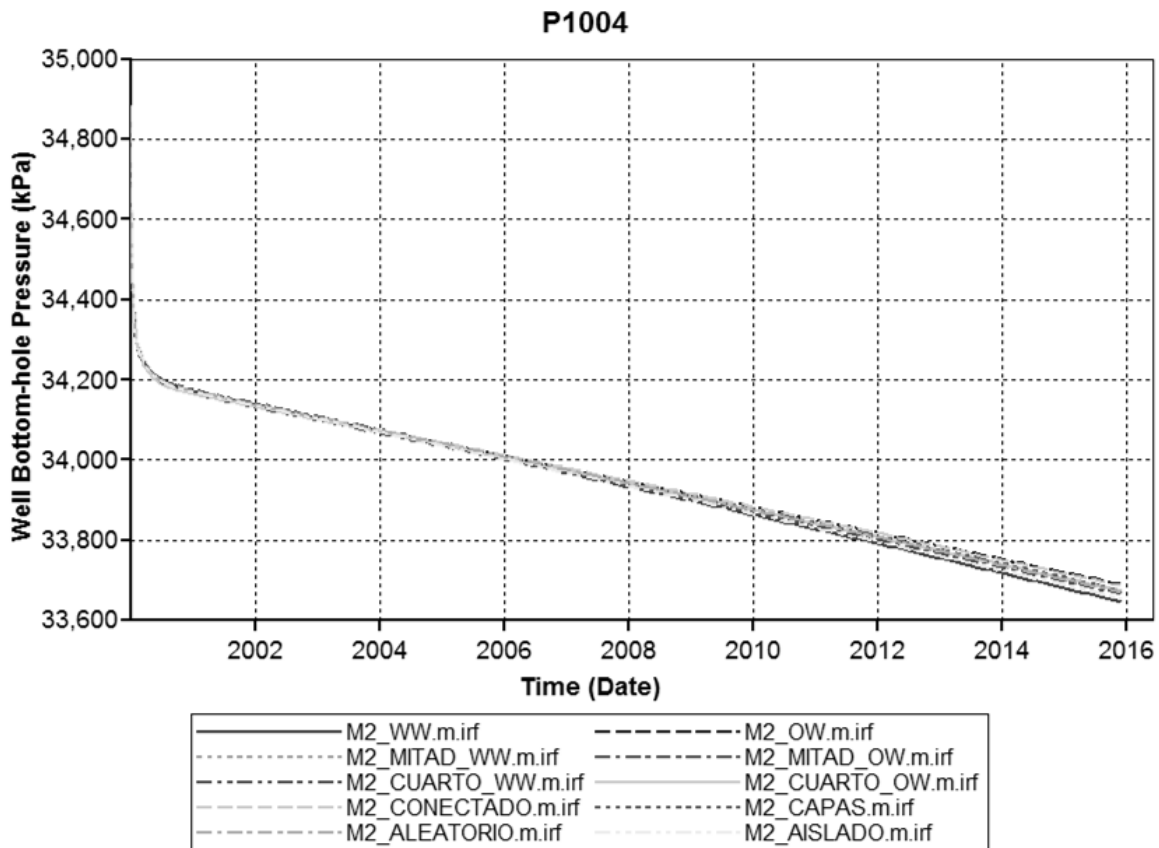
Gráfica 5.33 Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.34 Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero

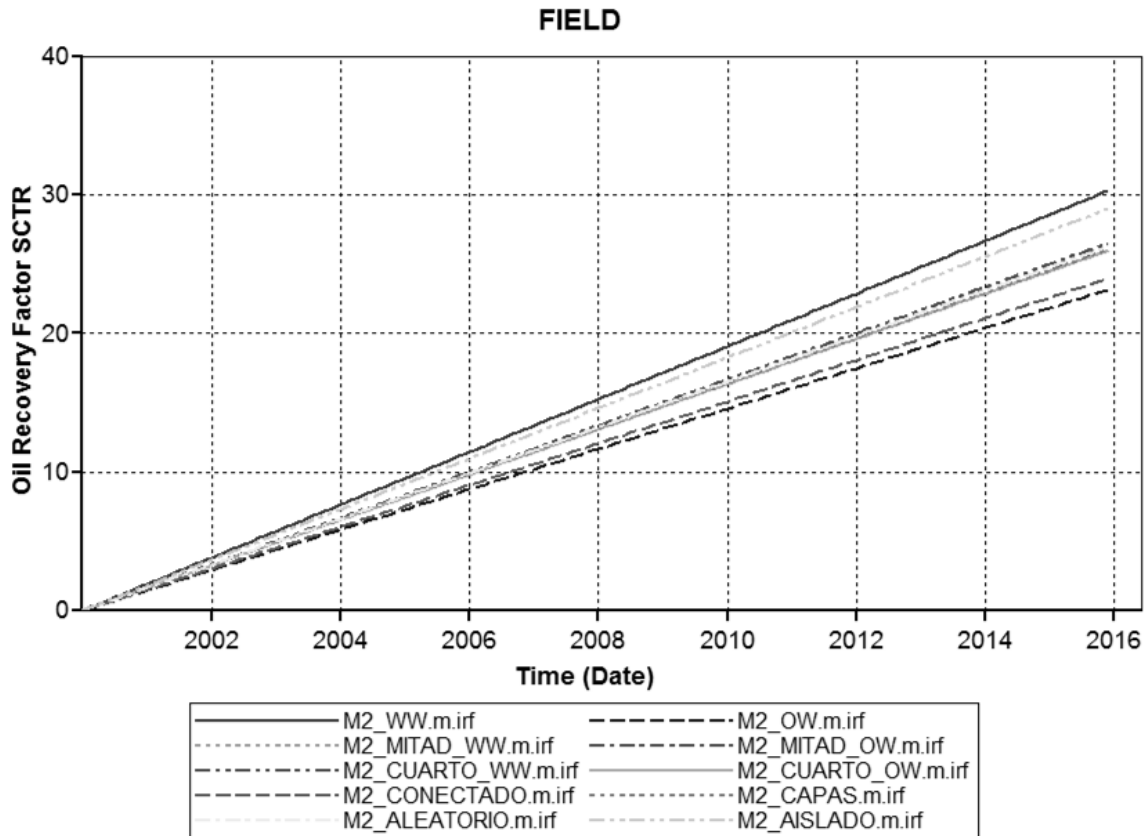
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos



Gráfica 5.35 Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Ligero

En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme pasa el tiempo, esto debido a que mientras se va extrayendo el aceite va disminuyendo la presión.

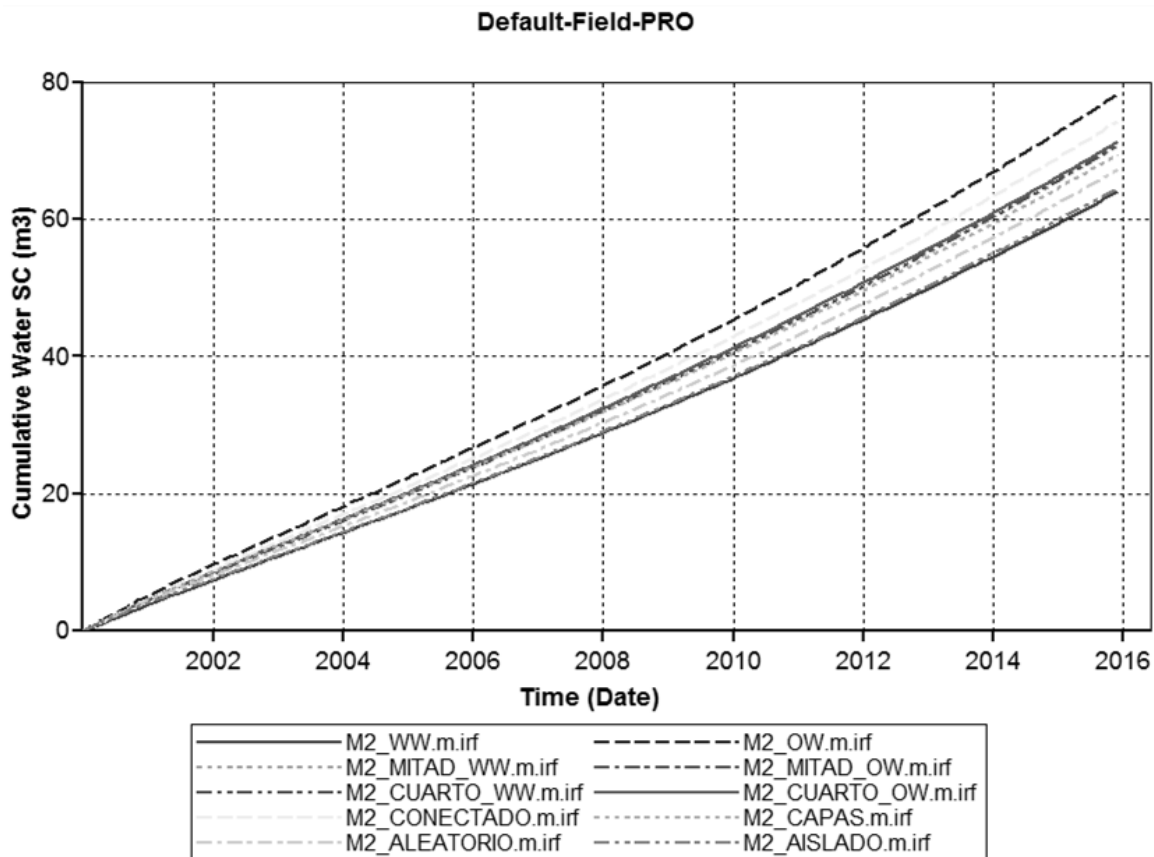
5.2.5 Para Nivel Campo



Gráfica 5.36 Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Ligero

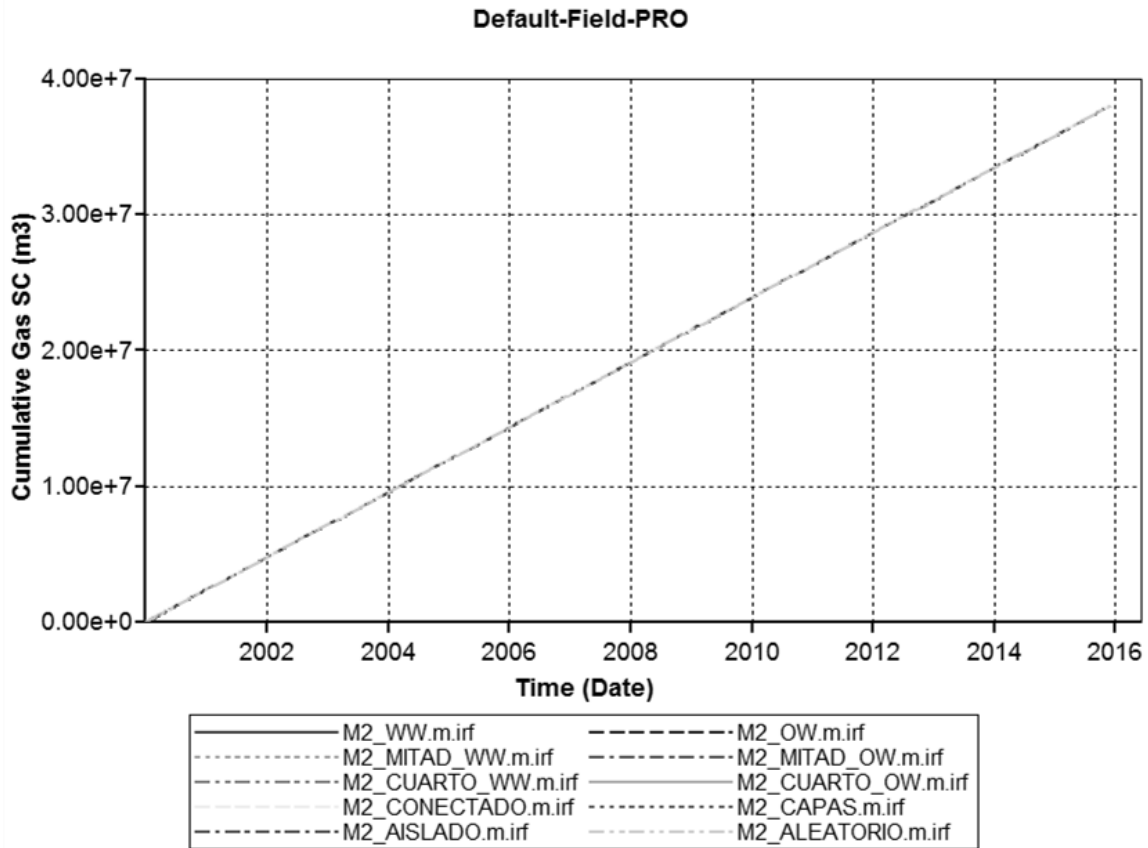
Podemos observar que para los sistemas mojados por agua, la recuperación obtenida siempre será mayor en comparación a los sistemas mojados por aceite, y la recuperación es mejor, debido a que es un aceite ligero.

Se observa que en estos modelos las diferencias entre los diferentes sistemas no es tan grande como en el caso del aceite Intermedio, en este punto habría que ver cuáles son los efectos que se tendrían por Presión Capilar, los cuales desafortunadamente al no disponer de datos reales no pudimos evaluarlos en la presente tesis



Gráfica 5.37 Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Ligero

Podemos observar que entre más mojado es el sistema por aceite, la producción de agua es mayor, esto afectará principalmente el diseño de las plantas de tratamiento del agua producida e inyectada, ya que será mayores cantidades de agua serán inyectadas y tratadas, por lo que el costo del barril extraído se incrementará. Al igual que en la gráfica anterior, al no tener datos reales de laboratorio, estos efectos pudiesen estar enmascarados por otros factores como la presión capilar.



Gráfica 5.38 Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Ligero

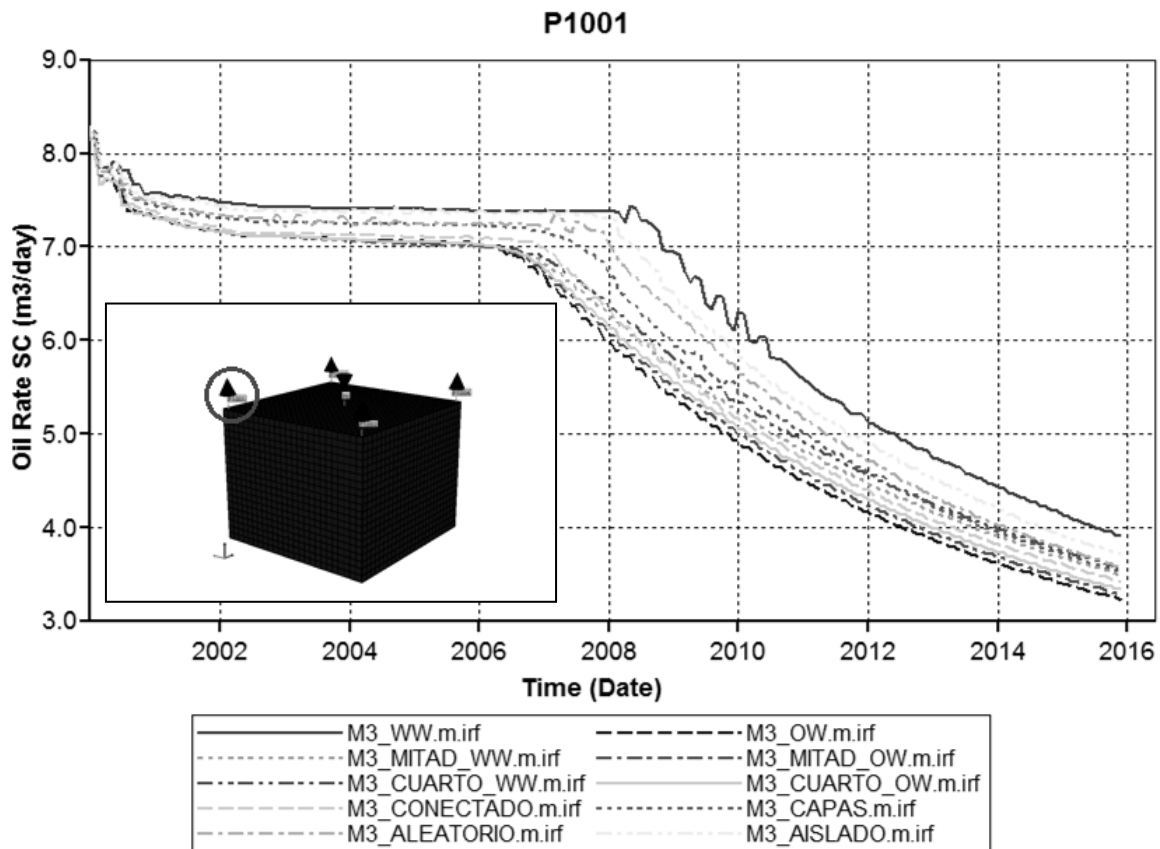
En el caso de la producción acumulada de gas, está es dependiente de la cantidad de aceite producida, como hemos estado viendo, en el caso de los sistemas mojados por agua la eficiencia y el volumen recuperados son mayores, pero siempre se producen las mismas RGA's para todos los sistemas.

5.3 Análisis Modelo 3

PVT Aceite Pesado

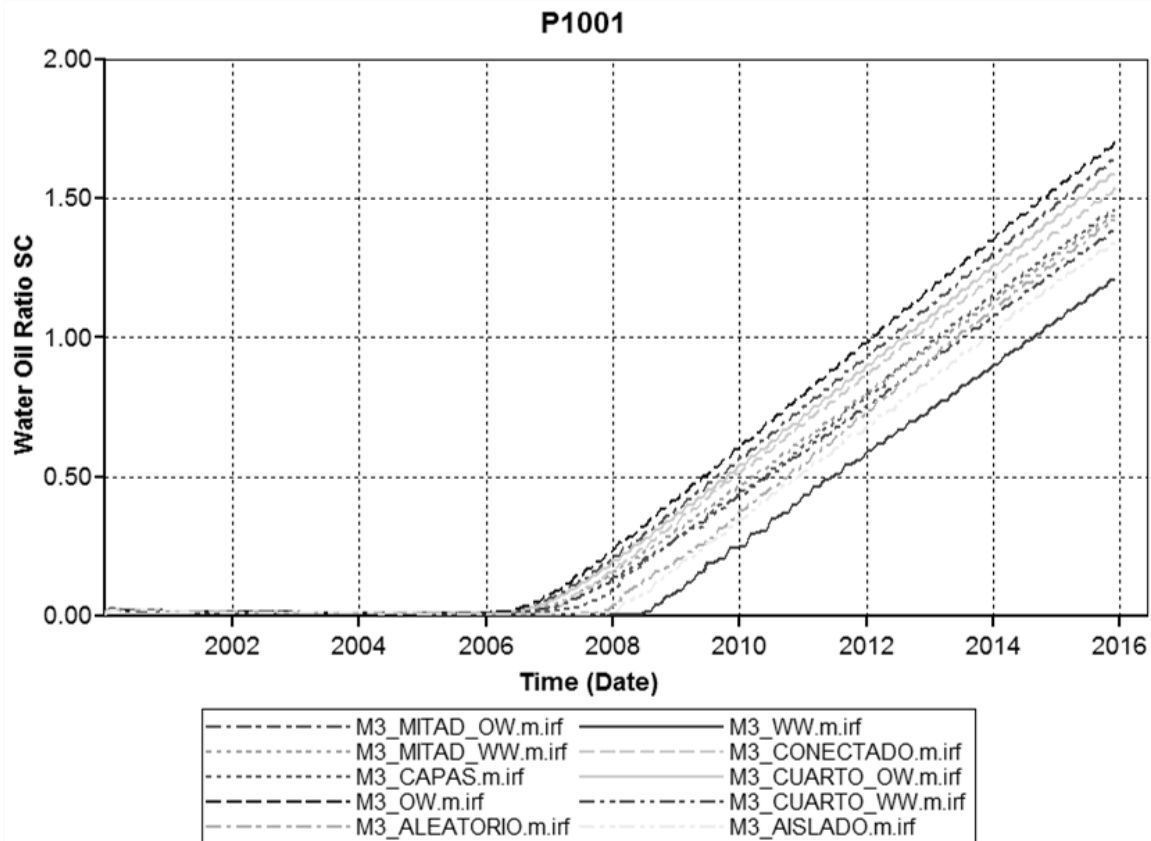
A continuación se muestran los resultados de producción de los diez modelos generados para el PVT del Aceite Pesado.

5.3.1 Para el Pozo 1



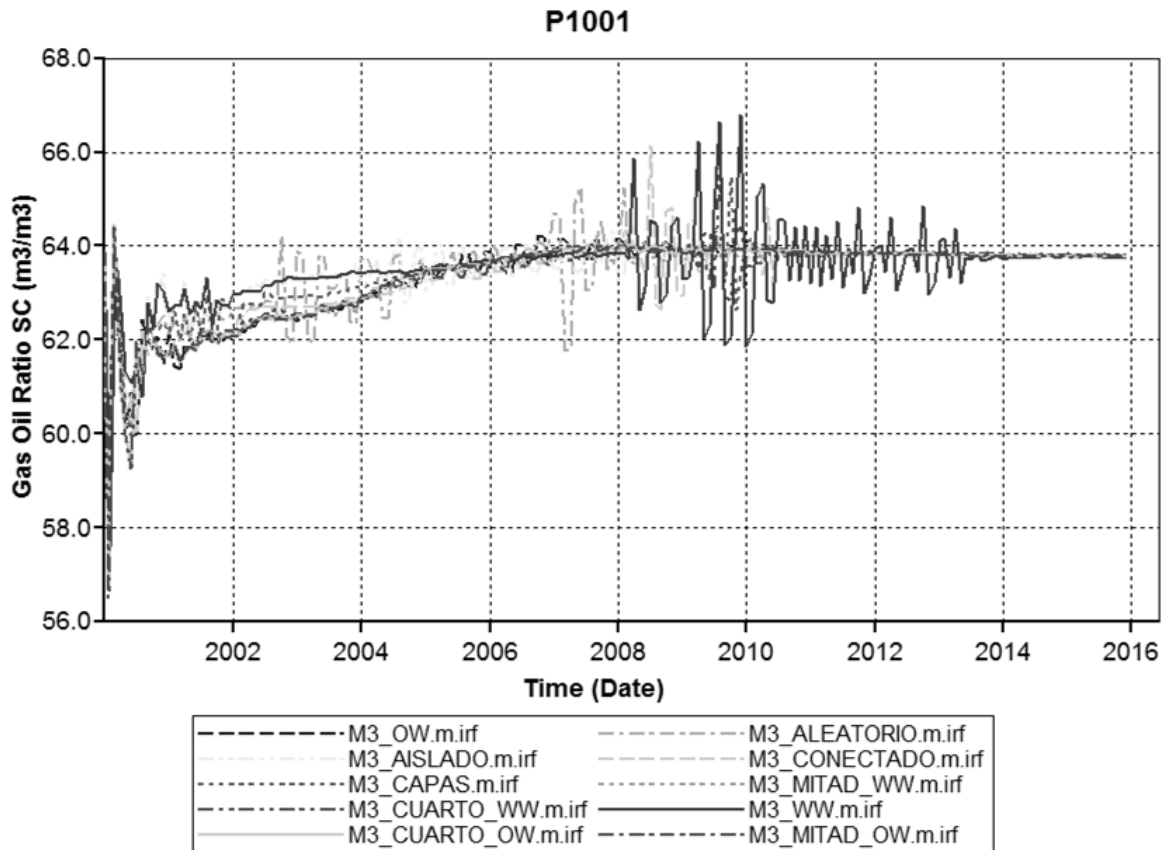
Gráfica 5.39 Producción de Aceite para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado

Para el Pozo 1 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, sin embargo una vez que llega el rompimiento o irrupción de agua en el Pozo productor, se observa como declina la producción más rápido y en el siguiente orden MITAD_OW, CUARTO_OW, OW, CUARTO_WW, MITAD_WW.



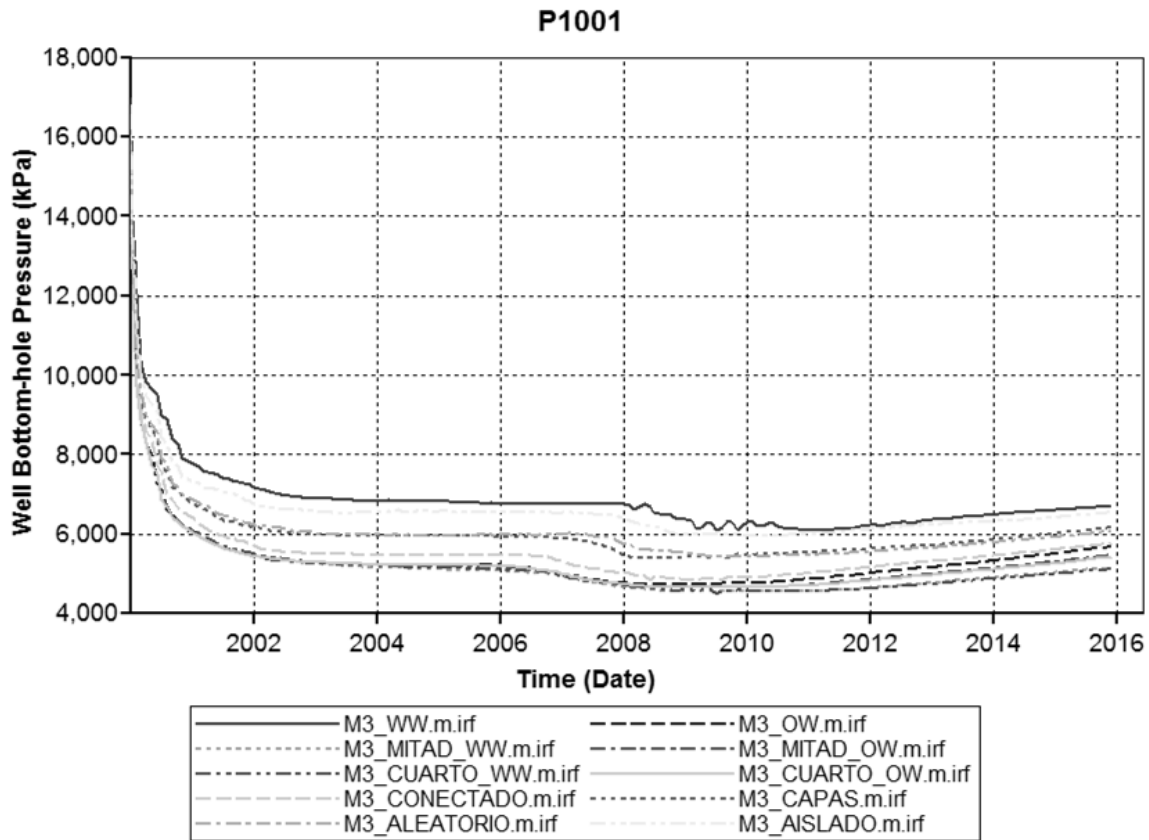
Gráfica 5.40 Producción de Agua para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.41 Producción de Gas para el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado

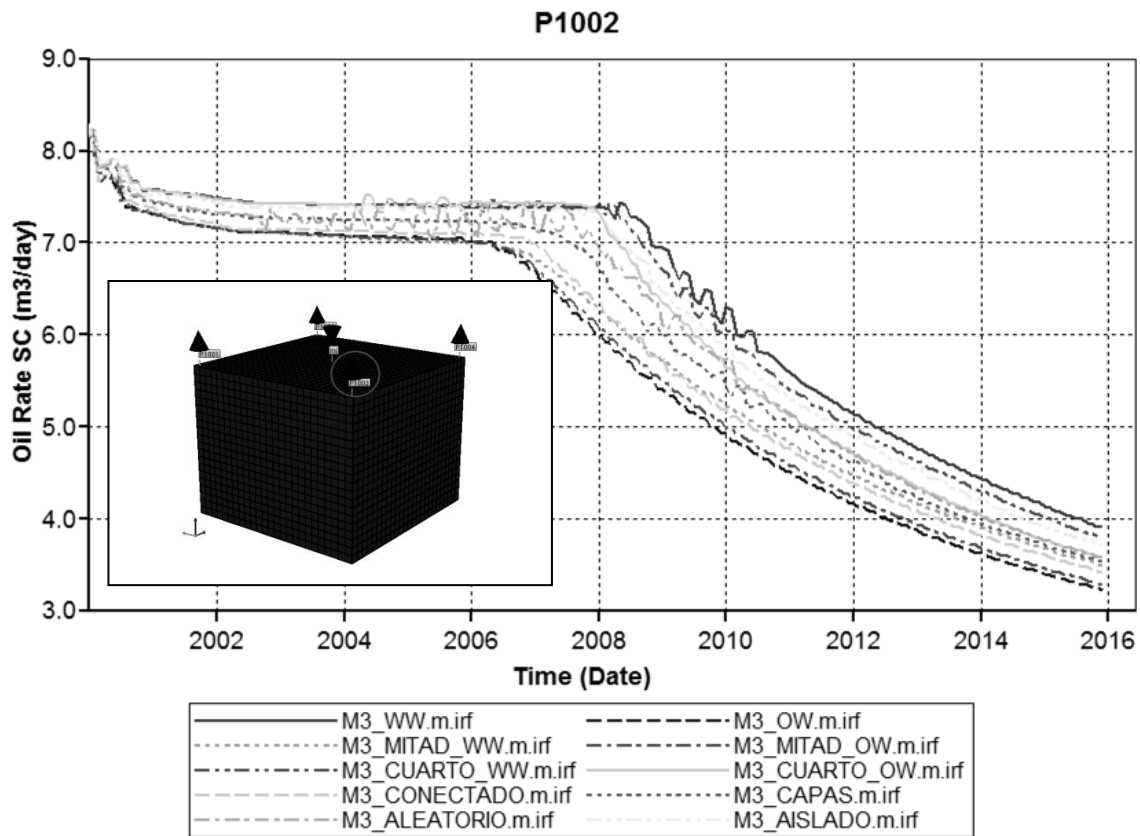
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas de estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos, adicionalmente se observa que desde el punto de vista numérico, se tiene una mayor inestabilidad en los resultados del simulador, motivo por el cual las curvas son menos suaves que en los modelos anteriores.



Gráfica 5.42 Presión en el Pozo 1 del Modelo Aceite Pesado

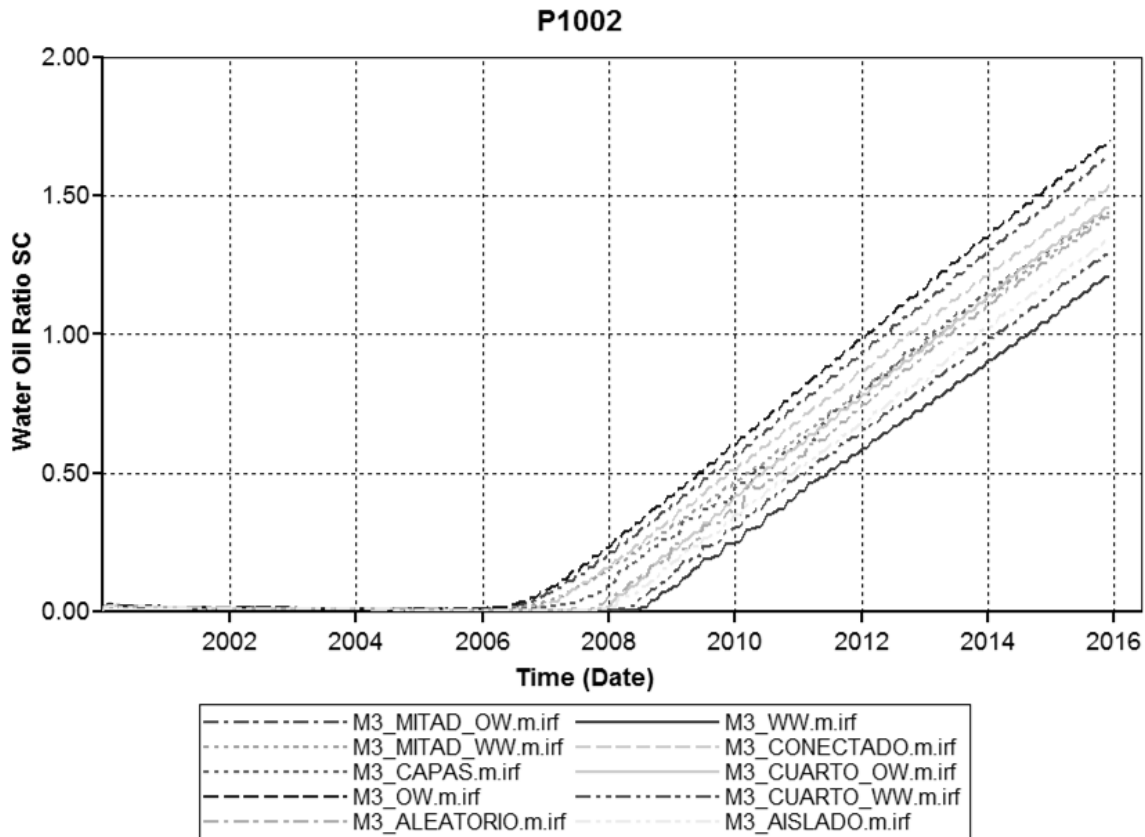
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme pasa el tiempo debido a la extracción del crudo. A pesar de ello se observan comportamientos más erráticos que en el caso de los otros dos modelos, esto puede ser debido a la forma en que es barrido el aceite, es decir el barrido en aceites más ligeros es más uniforme para los modelos generados, en la realidad esto pudiese ser diferente por efectos que fueron omitidos en los presentes modelos.

5.3.2 Para el Pozo 2



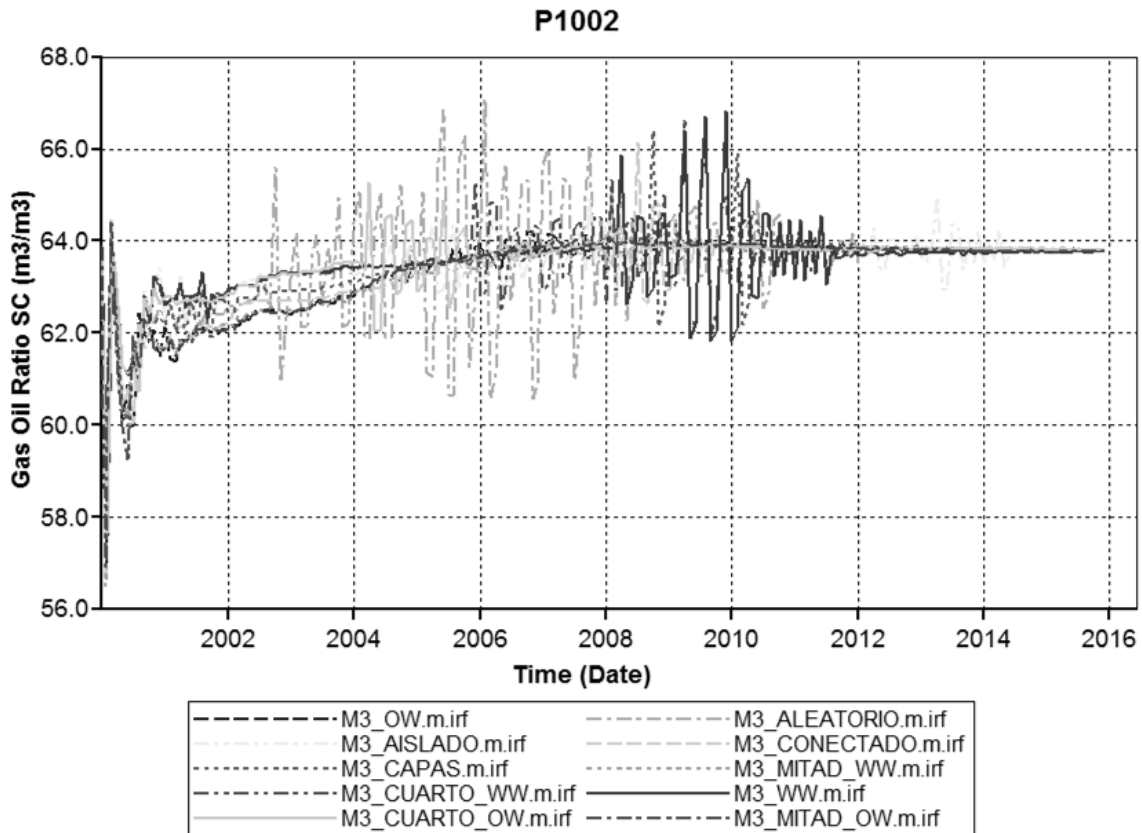
Gráfica 5.43 Producción de Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado

Para el Pozo 2 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, sin embargo una vez que llega el rompimiento o irrupción de agua en el Pozo productor, se observa como declina la producción más rápido y en el siguiente orden CONECTADO, CAPAS, MITAD_WW, OW, MITAD_OW.



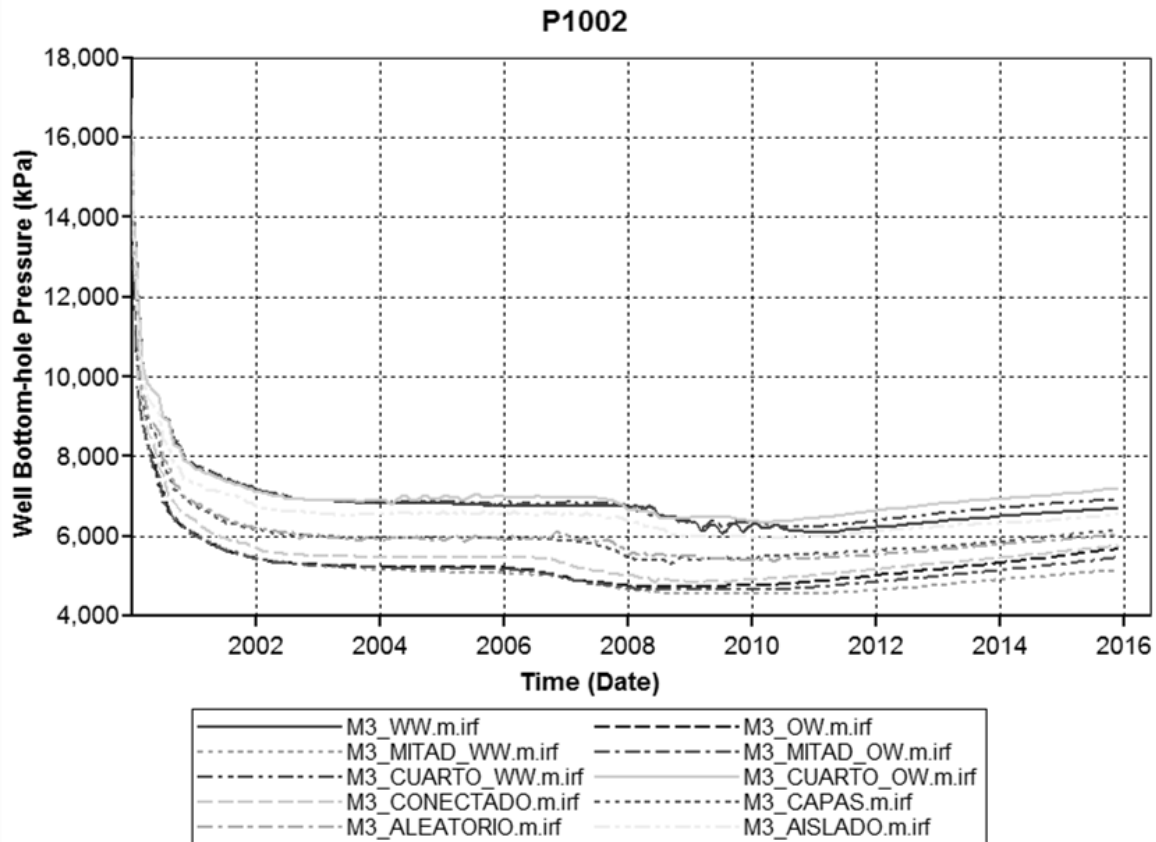
Gráfica 5.44 Producción de Agua para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.45 Relación Gas-Aceite para el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado

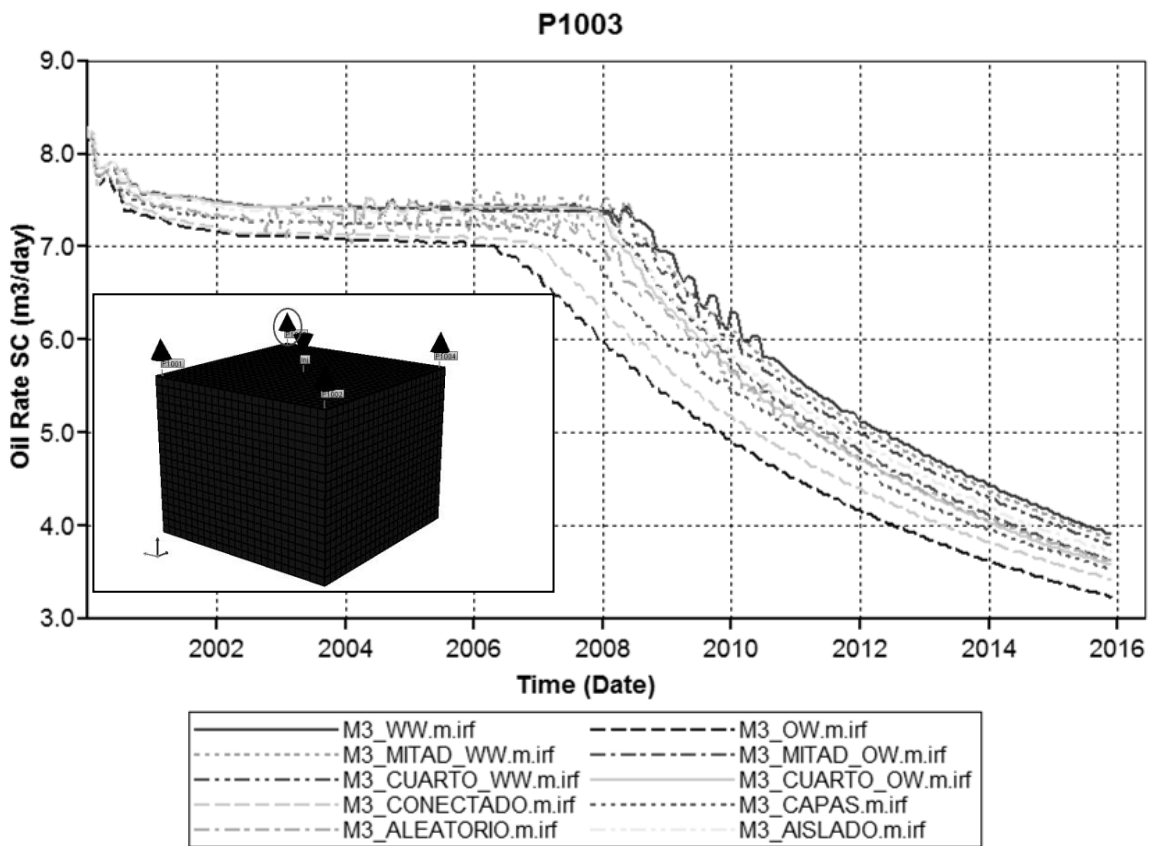
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas de estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos, adicionalmente se observa que desde el punto de vista numérico, se tiene una mayor inestabilidad en los resultados del simulador, motivo por el cual las curvas son menos suaves que en los modelos anteriores.



Gráfica 5.46 Presión en el Pozo 2 del Modelo Aceite Pesado

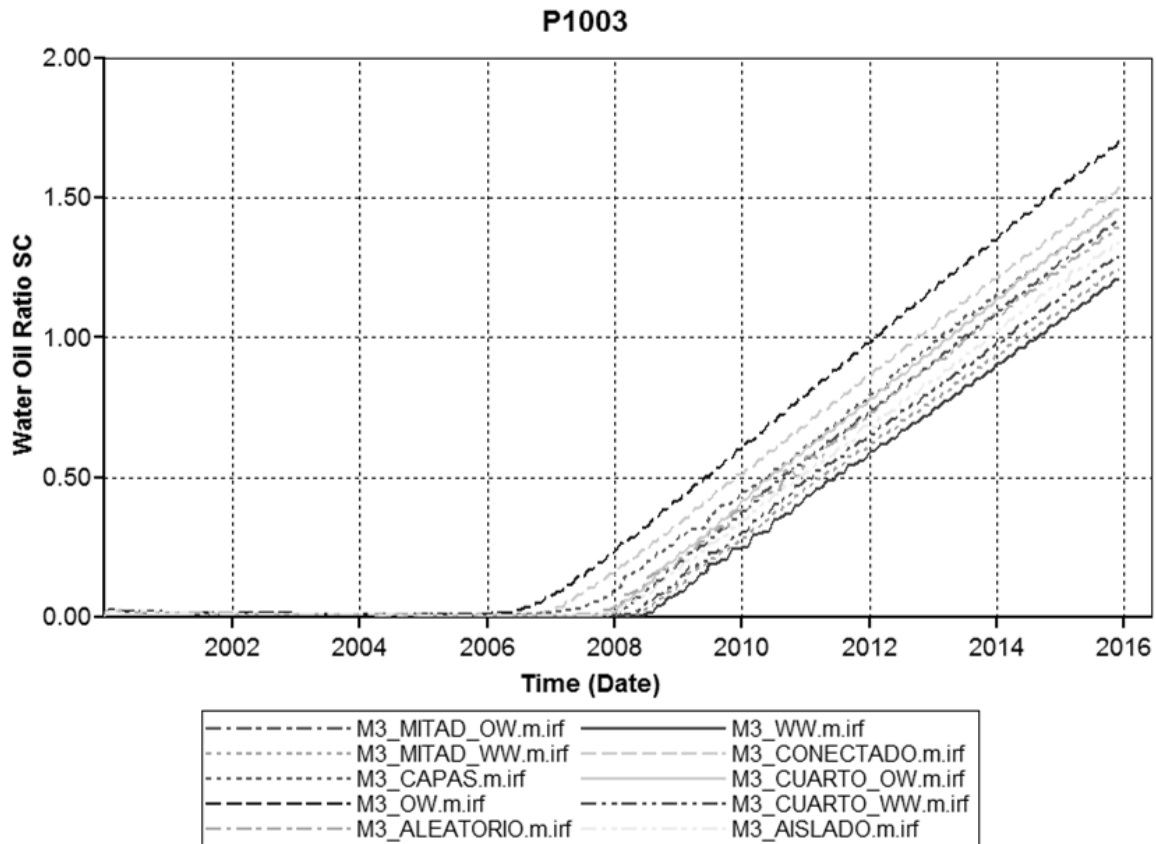
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme pasa el tiempo.

5.3.3 Para el Pozo 3



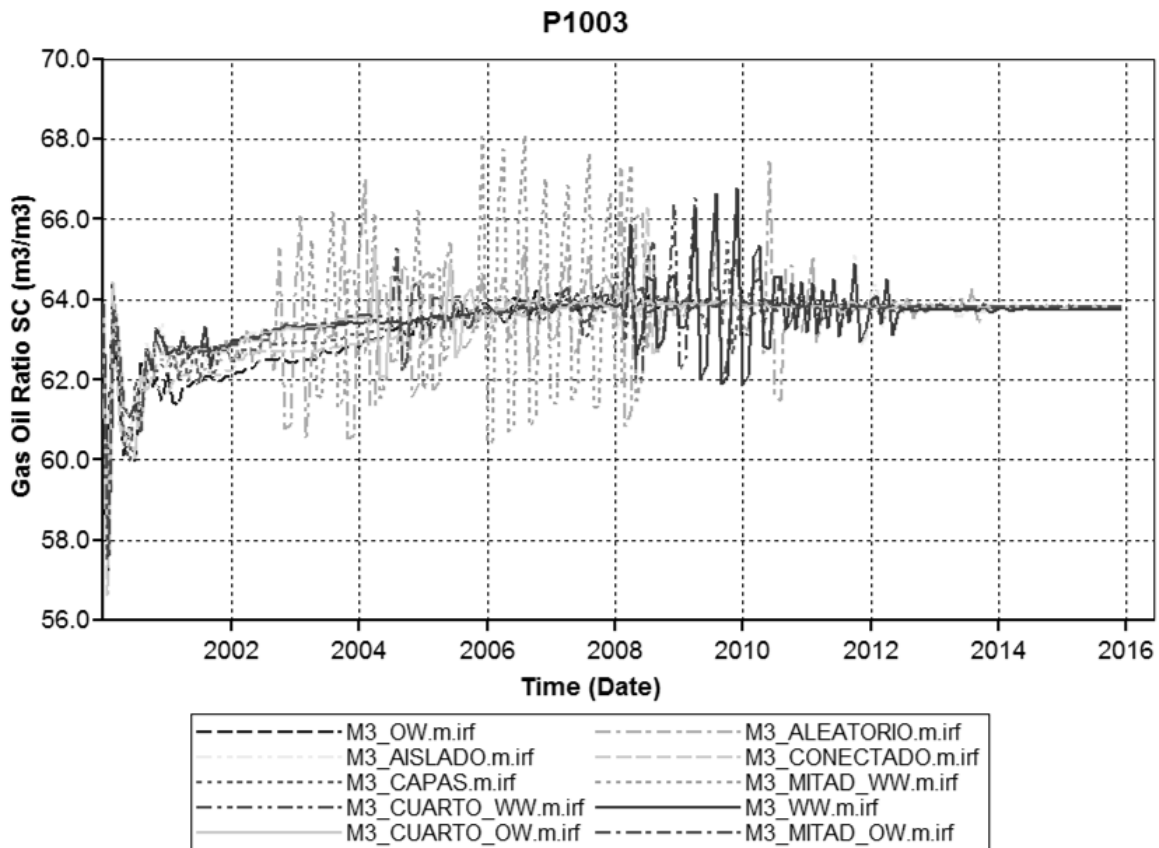
Gráfica 5.47 Producción de Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado

Para el Pozo 3 podemos observar que la producción de aceite para tiempos cortos se puede considerar la misma, sin embargo una vez que llega el rompimiento o irrupción de agua en el Pozo productor, se observa como declina la producción más rápido y en el siguiente orden OW, CONECTADO, CAPAS, ALEATORIO Y AISLADO.



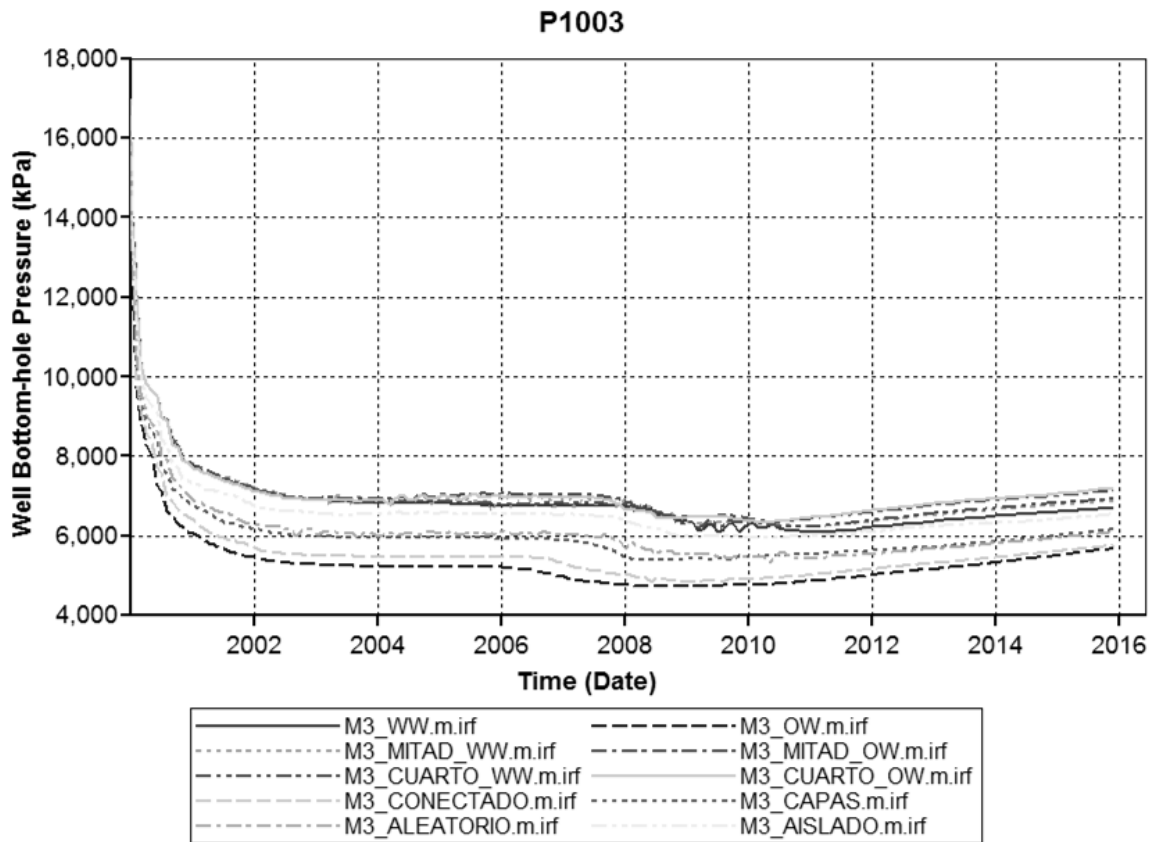
Gráfica 5.48 Producción de Agua para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado

En la producción de agua podemos observar lo contrario que la producción de aceite en los modelos donde se produce más aceite la producción de agua se mantiene constante todo el tiempo, en los casos como el AISLADO y ALEATORIO se observa que casi al final del tiempo la producción de agua incrementa pero en un volumen moderado a diferencia de los modelos OW, CONECTADO y CAPAS donde el volumen de agua se mantiene constante hasta determinado tiempo y de ahí comienza a incrementar más conforme pasa el tiempo, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.49 Relación Gas-Aceite para el Pozo 3 del Modelo Aceite Pesado

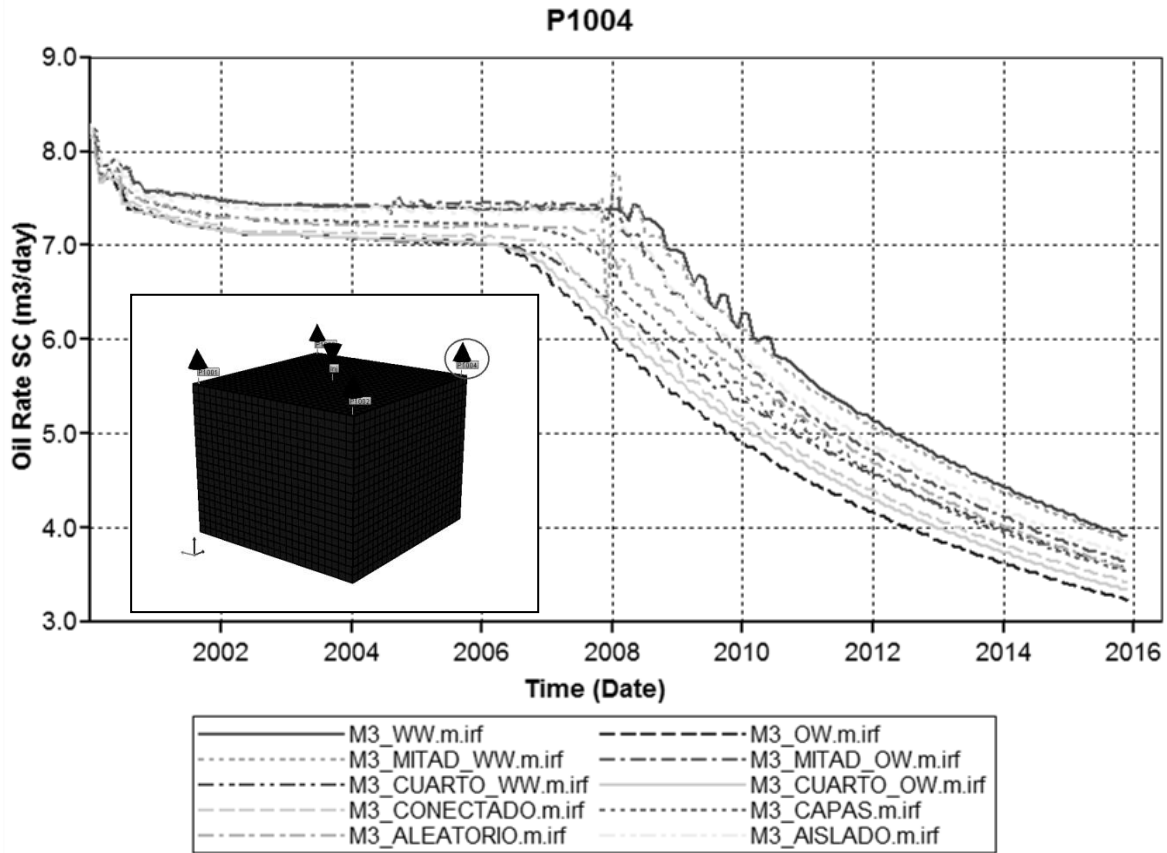
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos.



Gráfica 5.50 Presión en el Pozo3 del Modelo Aceite Pesado

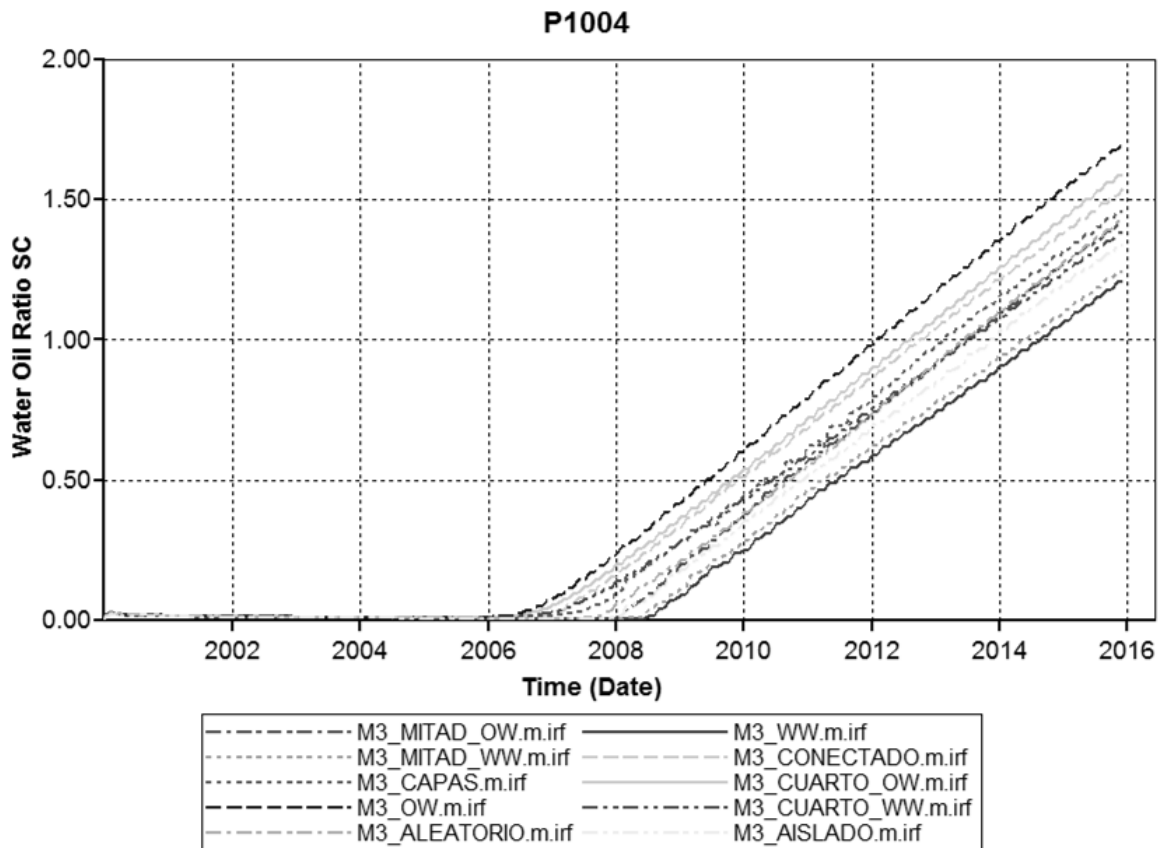
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme se produce el aceite y pasa el tiempo.

5.3.4 Para el Pozo 4



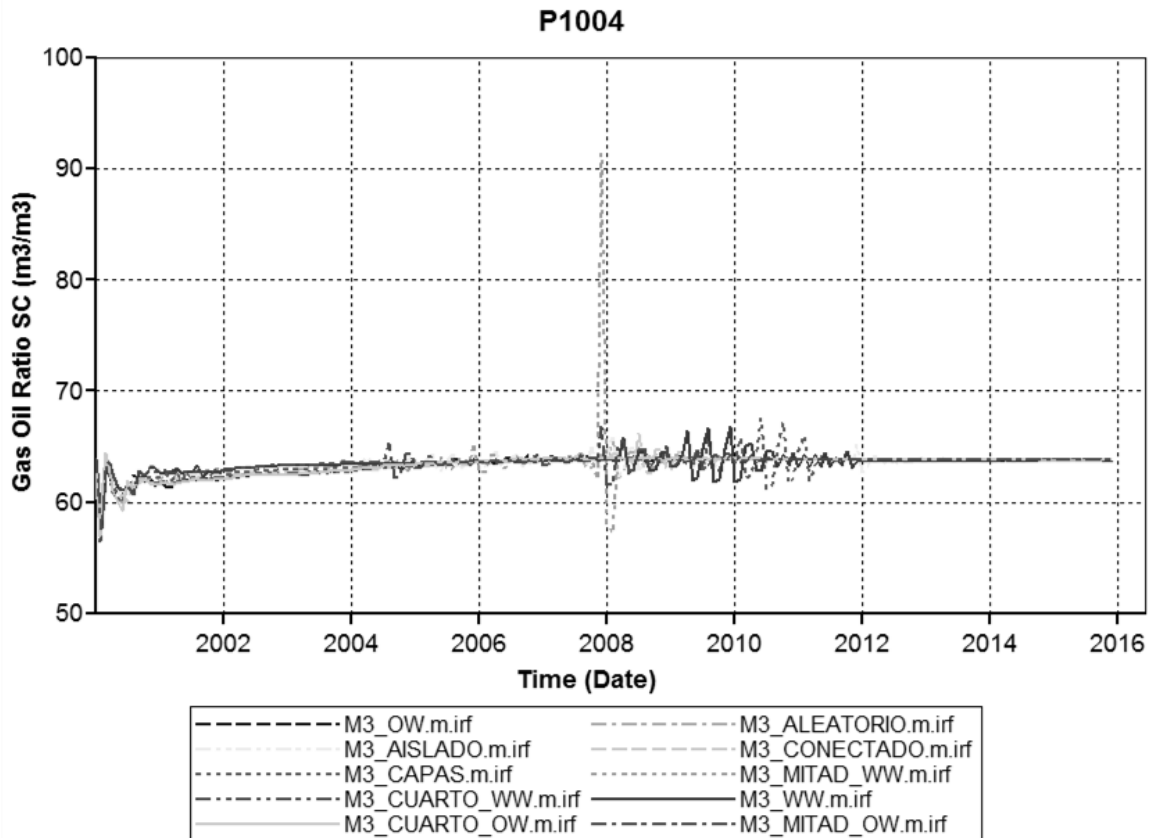
Gráfica 5.51 Producción de Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado

En la producción de aceite en el Pozo 4 observamos que se mantiene constante en los modelos, MITAD_WW, MITAD_OW, WW, los modelos AISLADO y ALEATORIO muestran la misma tendencia solo al final por el año 2014 comienzan a decaer, mientras en las producciones de los modelos CAPAS, CONECTADO, CUARTO_WW, OW y CUARTO_OW decaen desde el año 2009.



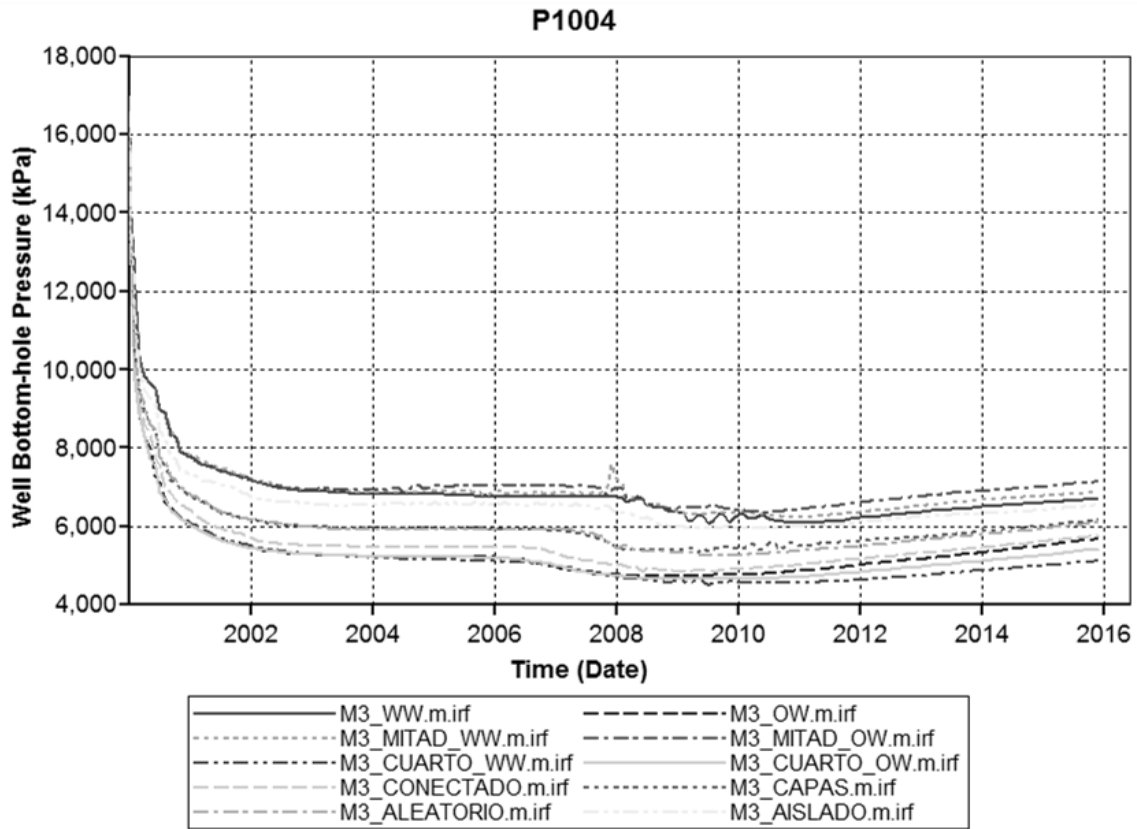
Gráfica 5.52 Producción de Agua para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado

En la producción de agua se puede observar que al contrario del aceite en los modelos que se producía mayor aceite es donde se está produciendo menor agua y en los modelos que se está produciendo menor aceite se está produciendo más agua, lo anterior es debido a que el agua que se sigue inyectando ha generado canales preferenciales por donde fluye sin desplazar ya gran cantidad de aceite, prácticamente el agua que se inyecta se produce, viéndose impactada en la producción.



Gráfica 5.53 Relación Gas-Aceite para el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado

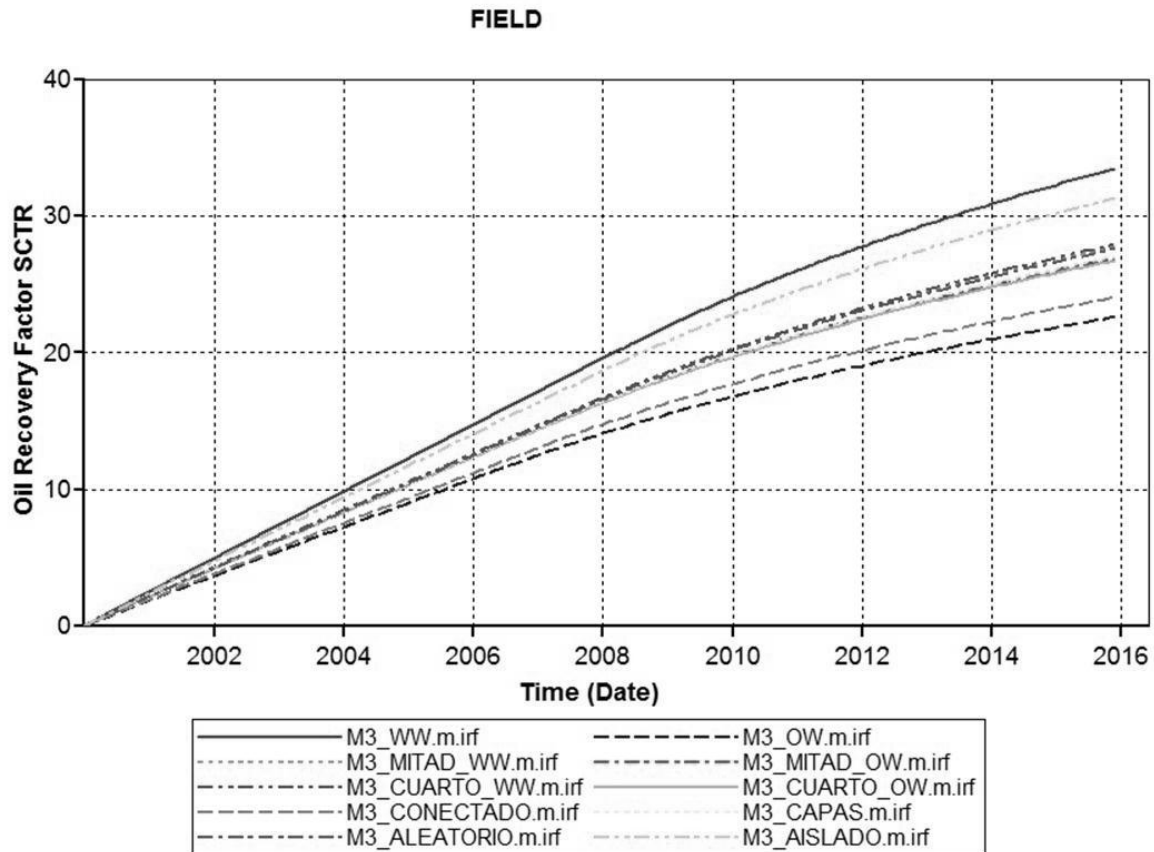
Para el caso del comportamiento de la RGA, se observa que en realidad no existen diferencias en el comportamiento de producción, las pequeñas diferencias pueden ser atribuibles a problemas estabilidad numérica propias de los métodos numéricos usados por los simuladores de yacimientos



Gráfica 5.54 Presión en el Pozo 4 del Modelo Aceite Pesado

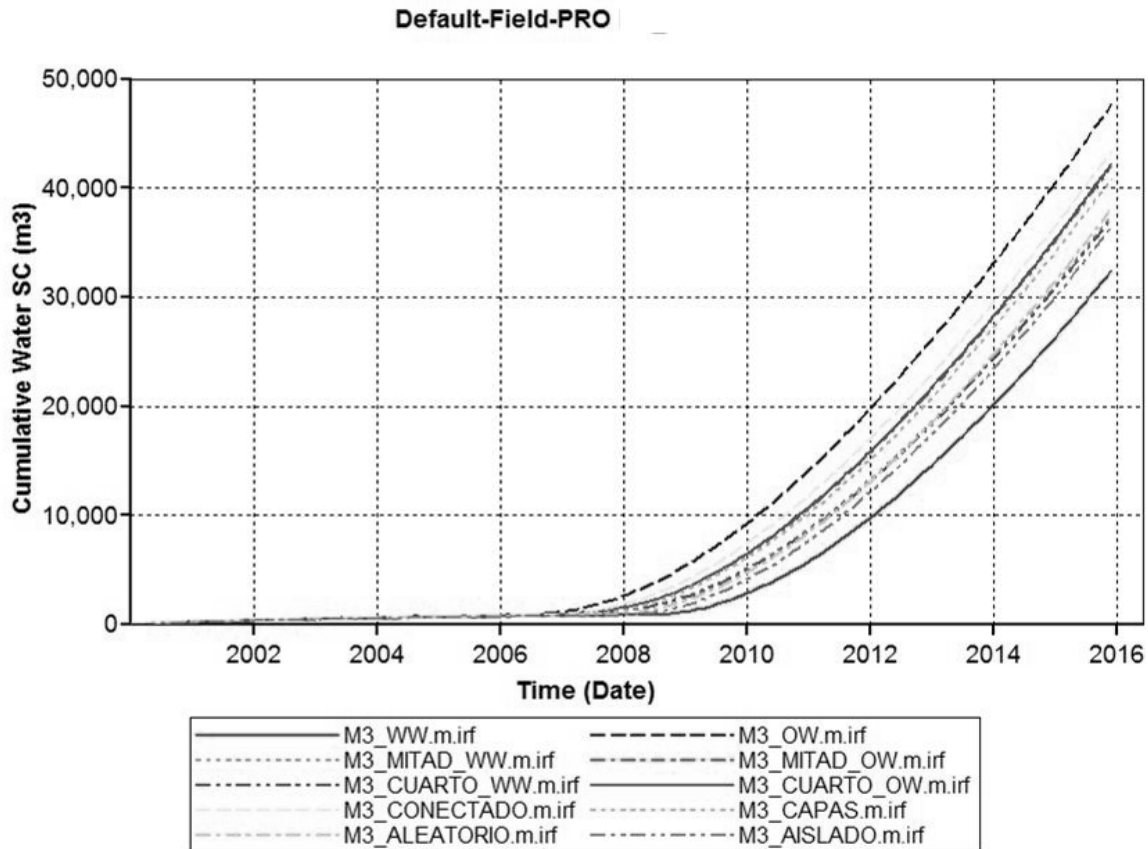
En el caso de la presión observamos que el comportamiento de los diez modelos es similar, la presión decae conforme pasa el tiempo.

5.3.5 Para Nivel Campo



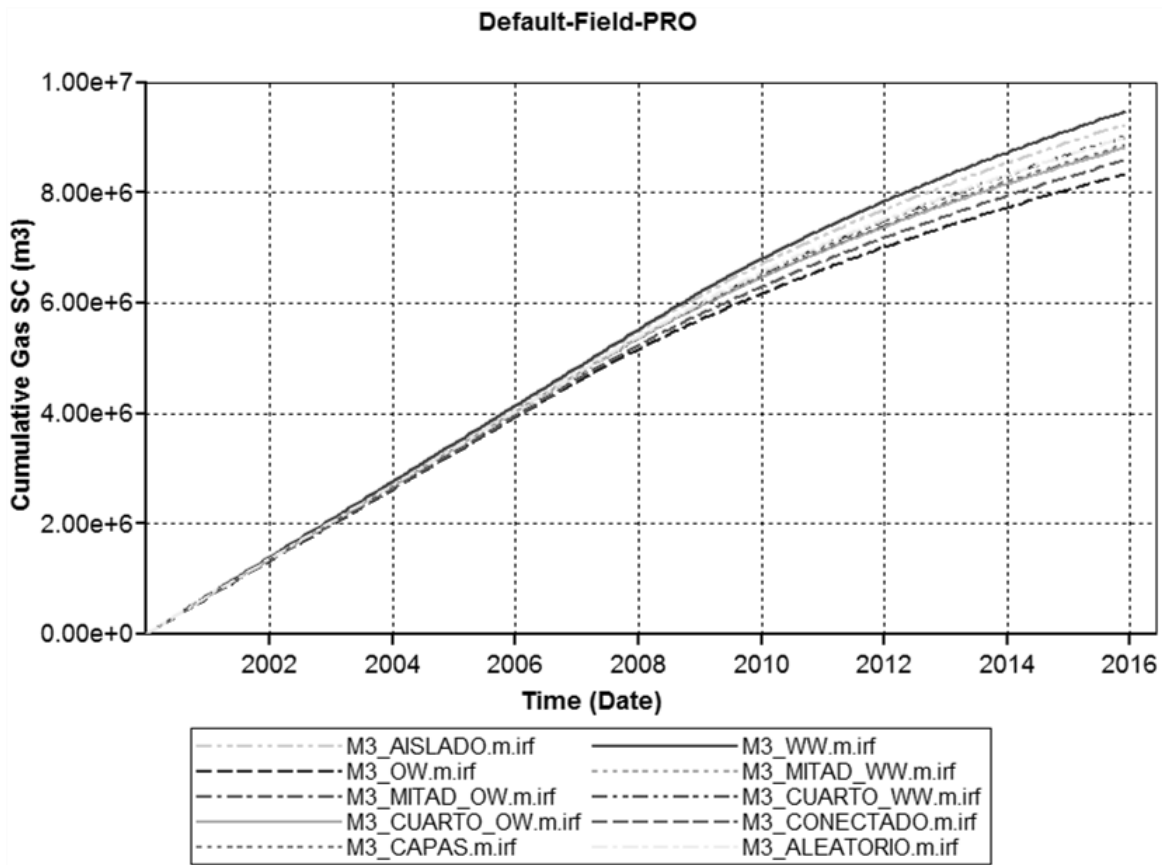
Gráfica 5.55 Factor de Recuperación de Aceite Modelo Aceite Pesado

Podemos observar que para los sistemas mojados por agua, la recuperación obtenida siempre será mayor, aun simplificando el modelo, recordemos que en estos modelos no está incluida la influencia de la presión capilar, la cual al ser incluida en los modelos, haría mucho mayor la diferencia en los resultados. Se observan mayores diferencias entre los modelos mojados por agua y los mojados por aceite.



Gráfica 5.56 Producción Acumulada de Agua para Modelo Aceite Pesado

Podemos observar que entre más mojado es el sistema por aceite, la producción de agua es mayor, esto afectará principalmente el diseño de las plantas de tratamiento del agua producida e inyectada, ya que será mayores cantidades de agua serán inyectadas y tratadas, por lo que el costo del barril extraído se incrementará.



Gráfica 5.57 Producción Acumulada de Gas para el Modelo Aceite Pesado

En el caso de la producción acumulada de gas, está es dependiente de la cantidad de aceite producida, como hemos estado viendo, en el caso de los sistemas mojados por agua la eficiencia y el volumen recuperados son mayores, pero siempre se producen las mismas RGA's para todos los sistemas.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados mostrados en el desarrollo de la tesis, consideramos las siguientes, como las principales conclusiones y recomendaciones:

- Como se puede observar, el movimiento de fluidos en los modelos de simulación numérica de yacimientos depende fuertemente de las curvas de permeabilidad relativa utilizadas, las cuales son función del tipo de sistema que se tenga (sistema mojado por agua, por aceite, etc.); por lo mismo es muy importante obtener datos confiables de laboratorio.
- De los resultados obtenidos, podemos observar como la producción de aceite en procesos de recuperación secundaria por inyección de agua es favorecida para sistemas mojados por agua, en tanto que en sistemas mojados por aceite, la irrupción del agua se presenta mucho antes con un barrido menos eficiente.
- Los resultados mencionados en el punto anterior, pueden ser magnificados por efecto de la Presión Capilar que en el presente trabajo fue omitido por falta de datos.
- El comportamiento de producción puede ser un indicativo del tipo de sistema que se tiene en el subsuelo; por lo mismo un correcto monitoreo en los datos de producción es indispensable para determinar las características del yacimiento.
- Es posible profundizar el conocimiento del comportamiento de recuperación secundaria con inyección de agua con este tipo de modelos híbridos; para ello se requieren datos reales de laboratorio de pruebas de desplazamiento de fluidos. Recordemos que para el presente trabajo se utilizaron las curvas tipo de permeabilidad relativa presentadas en el artículo de “Wettability Literature Survey_ Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”; sin embargo, al no disponer de una referencia sólida para las curvas de Presión capilar, se decidió analizar el efecto en forma aislada de las primeras.
- Es fundamental que antes de la decisión de implantar un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se disponga de datos de laboratorio suficientes y confiables de pruebas de desplazamiento de fluidos, ya que dichas pruebas determinarán en forma más aproximada los beneficios factibles de dicho proceso.



- Se recomienda generar este tipo de modelos para evaluar en forma aislada los efectos de las propiedades o características de mayor incertidumbre, ya que cuando se hacen estos análisis sobre modelos más complejos, los efectos que se desean analizar pueden ser enmascarados por otro tipo de problemas.
- La distribución de mojabilidad dentro del yacimiento en los procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, juega un papel muy importante, por lo que se recomienda en la medida de lo posible definir el tipo de mojabilidad que se tiene en el yacimiento (mojabilidad por aceite, mojabilidad por agua, mojabilidad fraccional, mojabilidad mixta, mojabilidad distribuida por zonas y mojabilidad aleatoria)
- De acuerdo a los resultados obtenidos con los modelos generados, entre más ligero es el aceite, se tiene un desplazamiento más uniforme y las diferencias entre las diferentes mojabilidades se hacen más pequeñas; sin embargo esta conclusión debe ser corroborada con un modelo que incorpore datos reales de Presión Capilar para las mojabilidades propuestas, ya que como se ha mencionado a lo largo de la tesis, no se dispusieron de dichos datos de acuerdo a las curvas de desplazamiento disponibles.
- Existe mucho trabajo para profundizar en el conocimiento de los procesos de recuperaciones secundaria y mejorada en los campos de México; desafortunadamente una gran limitante que se tiene es la falta de información suficiente, confiable y oportuna, por lo que una alternativa, sería sensibilizar a los ingenieros a través del uso de simuladores híbridos, en los cuales se utilice parte de información real y parte sintética para aislar los fenómenos físicos que se quieren evaluar



NOMENCLATURA

g	Aceleración de la gravedad, (m/seg ²)
$a \frac{*}{R}$	Aire inyectado para quemar dentro de la formación, (Mpce/pe ³)
a_R	Aire requerido para quemar dentro de la formación, (Mpce/pe ³)
A	Área, (cm ²)
A_G	Área de la gráfica, (cm ²)
Δ_p	Caída de presión, (kg/cm ²)
Δh_a	Calor de combustión por unidad de volumen de aire que ha reaccionado (Btu/pce)
C_o	Compresibilidad del aceite, (kg/cm ²) ⁻¹
C_w	Compresibilidad del agua, (kg/cm ²) ⁻¹
C_f	Compresibilidad de la formación, (kg/cm ²) ⁻¹
C_s	Compresibilidad de sólidos contenidos en el yacimiento, (kg/cm ²) ⁻¹
C_e	Compresibilidad efectiva, (kg/cm ²) ⁻¹
C_t	Compresibilidad total, (kg/cm ²) ⁻¹
C_o	Concentración inicial de la muestra, constante, (lbm mol/lbm mol, ó mol/mol)
C	Constante
A	Constante o factor pre-exponencial, (seg ⁻¹ atm ⁻ⁿ)
R	Constante universal de los gases, (lb/plg ² /R-mole-lb, atmósfera.dm ³ /°K.mol)
ρ	Densidad, (g/cm ³)
ρ_g	Densidad del gas, (g/cm ³)
ρ_o	Densidad del aceite, (g/cm ³)
E	Energía de activación, (Btu/lbm mal)
E_{oz}	Eficiencia del consumo de oxígeno
W_e	Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ c. y., (m ³)



E	Escala utilizada
h	Espesor, (m)
E_o	Expansión del aceite, (m ³)
E_w	Expansión del agua, (m ³)
E_s	Expansión de sólidos contenidos en el yacimiento, (m ³)
Z	Factor de compresibilidad del gas, (Adimensional)
F_c	Factor de conversión, (cm ²)
z	Factor de corrección, (Adimensional)
B_{oi}	Factor de volumen de aceite inicial, (m ³ de aceite @ c.y. / m ³ de aceite @ c.s.)
B_w	Factor de volumen de agua, (m ³ de agua @ c.y. / m ³ de agua @ c.s.)
B_g	Factor de volumen de gas ($B_g < 1$), (m de gas @ c.y. / m de gas @ c.s.)
B_{gi}	Factor de volumen inicial de gas ($B_g < 1$), (m ³ de gas @ c.y. / m de gas @ c.s.)
B_{ti}	Factor de volumen inicial de las dos fases $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$, (m ³ de aceite+gas @c.y./ m ³ de aceite @ c.s.)
U_a	Flujo de aire, (pie ³ /pie ² -d)
F	Flujo de masa constante, (L/min)
$\frac{dp}{ds}$	Gradiente de presión (atm/cm ²)
I	Índice de hidrocarburos, (m ³ /día)/(kg/cm ²)
q_o	Índice de producción inicial (m ³ /día)/(kg/cm ²)
q	Índice de producción actual (m ³ /día)/(kg/cm ²)
J	Índice de productividad, (m ³ /día)/(kg/cm ²)
L	Longitud, (cm)
m_R	Masa de combustible quemado por unidad de volumen total del yacimiento, (lb/pie ³)
m_E	Masa del combustible quemado por unidad de volumen total en el experimento de Laboratorio, (lb/pie ³)



m_{o_2}	Masa de oxígeno consumida por unidad de volumen total del yacimiento, (lb/pie ³)
m_o	Masa de petróleo por unidad de volumen total del yacimiento, (lbm)
M_y	Módulo en Y
n	Moles de gas.
M_x	Módulo en X
n, N	Orden de la reacción con respecto al oxígeno
k	Permeabilidad, (Darcy)
k_a	Permeabilidad absoluta, (Darcy)
k_e	Permeabilidad efectiva, (Darcy)
k_r	Permeabilidad relativa, (Fracción)
M	Peso molecular, (gr/mol)
φ	Porosidad, (m ³ poros / m ³ roca)
φ_a	Porosidad absoluta, (UP)
φ_e	Porosidad efectiva, (UP)
N_p	Producción acumulativa de aceite @ c.s., (m ³ de aceite @ c.s.)
p	Presión, (psi)
P_c	Presión Capilar, (psi)
P_e	Presión estática, (psi)
P_w	Presión fondo, (psi)
P_o	Presión inicial, (psi)
P_{o_2}	Presión parcial del oxígeno (atmosferas)
Q	Producción acumulativa actual, (bl, m ³)
W_p	Producción acumulativa de agua @ c. s., (m ³)
G_p	Producción acumulativa de gas @ c.s., (m ³)



Q_o	Producción acumulativa inicial, (bl, m ³)
r_e	Radio del drene del pozo, (m)
r_w	Radio del pozo, (m)
R_s	Relación de gas disuelto aceite o de solubilidad, (m ³ de gas / m ³ de aceite)
m'	Relación de moles de CO / (CO+CO ₂)
\tilde{n}	Relación de moles de oxígeno que han reaccionado con el CO generado
m	Relación del volumen original de gas @ c.y. al volumen original de aceite @ c.y. (m=GBgi/NBoi), (m ³ de gas @ c.y. / m ³ de aceite @ c.y.)
R_p	Relación gas aceite acumulativa ($R_p=G_p/N_p$), (m ³ de gas / m ³ de aceite)
RGA	Relación gas-aceite producido, (m ³ / m ³)
R_{si}	Relación inicial de gas disuelto aceite o de solubilidad (m ³ de gas / m ³ de aceite)
S_w	Saturación de agua, (m ³ agua @ c.y. / m ³ poros)
S_o	Saturación de aceite, (m ³ de aceite @ c.y. / m ³ de poros)
S_{wi}	Saturación de agua congénita o intersticial, (m ³ agua @ c.y. / m ³ de poros)
S_{wio}	Saturación de agua invadida de aceite, (m ³ de agua / m ³ de aceite)
S_{wig}	Saturación de agua invadida de gas, (m ³ de agua / m ³ de gas)
S_{oi}	Saturación inicial de aceite, (m ³ agua @ c.y. / m ³ de poros)
ia	Tasa de inyección de aire, (m ³ est. /d)
Ub	Tasa de avance del frente de combustión, (pie/d)
T	Temperatura, (°K, °C)
T_{ab}	Temperatura absoluta, (°R)
T_c	Temperatura de combustión, (°C)
T_F	Temperatura final del exoterma, (°C)
T_o	Temperatura inicial, (°C)



T_0	Temperatura inicial del exoterma, ($^{\circ}\text{C}$)
σ	Tensión Interfacial, (g/cm^3)
t	Tiempo, (hrs, días, años)
t_{ig}	Tiempo de ignición, (min, hrs, días)
\bar{t}	Tiempo indimensional o número del periodo de explotación
μ_o	Viscosidad del aceite, (cp.)
μ	Viscosidad del fluido, (cp.)
μ_g	Viscosidad del gas, (cp.)
V	Velocidad aparente (cm/seg.)
V	Volumen, (m^3)
V_o	Volumen de aceite, (m^3)
V_w	Volumen de agua, (m^3)
V_{or}	Volumen de aceite residual, (m^3)
W	Volumen de agua del acuífero, (m^3)
V_{fd}	Volumen de fluidos desplazados, (m^3)
V_{fp}	Volumen de fluidos producidos, (m^3)
v	Volumen de masa, (m^3)
V_{pi}	Volumen de poros inicial (m^3)
V_r	Volumen de roca, (m^3)
V_s	Volumen de sólidos contenido en el yacimiento, (m^3)
V_M	Volumen del peso molecular del gas, (m^3)
V_{oi}	Volumen inicial de aceite, (m^3)
G	Volumen original de gas @ c. s., (m^3)
N	Volumen original de aceite @ c.s., (m^3)



V_p	Volumen poroso, (m ³)
USBM	United States Bureau of Mines
WI	Índice de mojabilidades
WW	Mojable por agua
OW	Mojable por aceite
I _w	Imbibición de agua
I _o	Imbibición de aceite
FWL	Nivel de agua libre
AFM	Técnica de microscopía de fuerza atómica
PDO	Petroleum Development Oman
PNC	Registro de captura de neutrones emitidos por pulsos
OBM	Drene de lodo a base aceite
NMR	Métodos de resonancia magnética nuclear
AFM	Técnica microscópica de fuerza atómica
LWD	Registros de resistividad estándar
RSTP _{ro}	Herramienta de control de saturación del yacimiento
WFL	Registro del flujo de agua
UBD	Operación de perforación en condiciones de bajo balance
CRI	Índice de refracción complejo
AR	Relación de aspecto
D ₂ O	Agua deuterada
H ₂ O	Agua saturada con salmuera
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
CMG	Computer Modeling Group



- HC's Análisis de Hidrocarburos
- CCE Experimento de Expansión a Composición Constante
- DL Experimentos de Liberación Diferencial



REFERENCIAS

- Abreu M. J., Muñoz A. F., Silva J. R.: Tesis Profesional; "Recuperación Secundaria de Hidrocarburos", 1976
- Ahmed, T. H.: "Comparative Study of Eight Equations of State for Predicting Hydrocarbon Volumetric Phase Behavior", SPE Res. Eng. (Feb. 1988) 3, No. 1, 337-348.
- Anderson, G. W, Wettability Literature Survey— Part 2: Wettability Measurement. SPE Conoco Inc. SPE 13933 (Nov. 1986)
- Anderson, G. W., Wettability Literature Survey— Part 4: Effect of Wettability on Capillary Pressure. SPE Conoco Inc. SPE 13935 (Oct. 1987)
- Anderson, G. W., Wettability Literature Survey— Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. SPE Conoco Inc. SPE 13936 (Nov. 1987)
- Anderson, G. W., Wettability Literature Survey— Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding. SPE Conoco Inc. SPE 13937(Dec. 1987)
- Anderson, G. W., Wettability Literature Survey— Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. SPE Conoco Inc. SPE 13934 (Dec. 1986)
- Anderson. G. W., Wettability Literature Survey—Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. SPE Conoco Inc. SPE 13932 (Oct. 1986)
- Apuntes del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, UNAM, PEMEX e IMP. Febrero 1979
- Campbell, J. M.: "Oil Property Evaluation", Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1959
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C: "Glosario Inglés - Español de Términos Petroleros", 25 de Junio de 1990
- Garaicochea P. F., Bashbush B. J. L.: "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos", Universidad Nacional Autónoma de México; Facultad de Ingeniería.
- Henry L. D. Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. Richardson Texas: "Enhanced Oil Recovery", 1998
- Katz, D. L. and Firoozabadi, A.: "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients", Trans., AIME (1978) 265, 1649-1655.
- Larry W. L. ; University Of Texas at Austin: "Enhanced Oil Recovery", 1989



- M. F. Hawkins, M. F.: "Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point", *Trnas. AIME*. 1995.
- McCain, W. Jr.: "The Properties of Petroleum Fluids"; Second Edition.
- Molgaard. L. M., Wettability and Capillary Measurement on Hillerslev Outcrop Chalk (2005)
- Nava, J. M. : "Fundamentals of Wettability", *Oilfield Review*, Summer 2007
- Pitzer, K. S., Lippmann, D. Z., Curl, R. F., Jr., Huggins, C. M., and Peterson, D. E.: "The Volumetric and Thermodynamic Properties of Fluids. II. Compressibility Factor, Vapor Pressure and Entropy of Vaporization", *J. Am: Chem. Soc.* (1955) 77, No. 13, 3433-3440.
- Redlich, O. and Kwong, J.N.S: "On the Thermodynamics of Solutions. V- An Equation of State. Fugacities of Gaseous Solutions", *Chem. Reviews* (1949) 44, 233-244.
- Schilthuis, R. J.: "Active Oil and Reservoir Energy". *Trans. AIME*. 1936
- Slider, H. C.: "Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1976
- T. E. W. Nind; Trent University, Ontario, Canada: "Principles of Oil Well", Second Edition, McGraw-Hill Book Company